Document d'enregistrement universel **2020**

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

LA RAISON D'ÊTRE D'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

Sommaire

1 LE GROUPE, SA STRATÉGIE ET SES ACTIVITÉS 5

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires * 6
1.2 Présentation du Groupe 10
1.3 Stratégie et objectifs du Groupe * 15
1.4 Description des activités du Groupe 19
1.5 Recherche et développement, brevets et licences * 92

2 FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE * 97

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités 98
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 105

3 PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE * 129

Enjeux et engagements 130
3.1 Neutralité carbone et climat 133
3.2 Préservation des ressources de la planète 148
3.3 Bien-être et solidarité 159
3.4 Développement responsable 178
3.5 Gouvernance de la RSE 190
3.6 Plan de vigilance 198
3.7 Méthodologie 206
3.8 Notation extra-financière 214
3.9 Annexes et tables de concordance 215

4 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE * 227

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 228
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 229
4.3 Direction Générale 254
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 257
4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 257
4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux – Politique de rémunération 258

5 PERFORMANCE FINANCIÈRE DU GROUPE ET PERSPECTIVES * 265

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2020 266
5.2 Événements postérieurs à la clôture 293
5.3 Évolution des prix de marché à fin février 2021 293
5.4 Perspectives 293

6 ÉTATS FINANCIERS * 295

6.1 Comptes consolidés 296
Annexe aux comptes consolidés 301
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 419
6.3 Comptes sociaux 423
Annexe aux comptes sociaux 427
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 483
6.5 Politique de distribution de dividendes 486
6.6 Autres informations 487
6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF 489
6.8 Informations relatives à l'émission d'OCEANEs Vertes 497

7 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL 507

7.1 Informations générales concernant la Société 508
7.2 Actes constitutifs et statuts 510
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat * 513
7.4 Marché des titres de la Société 520
7.5 Opérations avec des apparentés * 521
7.6 Contrats importants 525

8 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 527

8.1 Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation * 528
8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes 528
8.3 Documents accessibles au public – LEI et Calendrier de communication financière 529
8.4 Tables de concordance 530
Glossaire 537

* Ces informations font partie intégrante du Rapport financier annuel, tel que prévu par l'article L. 451-1-2 du Code Monétaire et Financier.

Document d'enregistrement universel 2020

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

DEVENONS L'ÉNERGIE QUI CHANGE TOUT.

Ce document d'enregistrement universel (URD) a été déposé le 15 mars 2021 auprès de l'AMF, en tant qu'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

Le document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération41 et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.

Des exemplaires du présent document d'enregistrement universel 2020 sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris cedex 08) et sur son site Internet (http://www.edf.com) ainsi q |ue sur le site Internet de l'AMF (http://www.amf-france.org).

Ce document est une reproduction de la version officielle du document d'enregistrement universel intégrant le rapport financier annuel 2020 qui a été établie au format ESEF (European Single Electronic Format) et déposée auprès de l'AMF, disponible sur le site internet de la Société et celui de l'AMF

Dans le présent document d'enregistrement universel (le « document d'enregistrement universel » ou « URD »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risque décrits au chapitre 2 « Facteurs de risque et cadre de maîtrise ». Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document d'enregistrement universel contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document, notamment dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe », peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés au chapitre 2 « Facteurs de risque et cadre de maîtrise ».

En application de la législation européenne et française, RTE et Enedis, qui sont des filiales régulées, gérées en toute indépendance au sens des dispositions du code de l'énergie, chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document d'enregistrement universel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles. Dans un souci de lisibilité, il est fait mention dans le reste du document de RTE et Enedis, sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales indépendantes au sens des dispositions du code de l'énergie.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document d'enregistrement universel.

Jean-Bernard Lévy
Président-Directeur Général
du groupe EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

« Cette raison d'être s'inscrit à la fois dans le prolongement des valeurs de progrès et de partage qui inspirent l'action d'EDF depuis sa création et dans le grand défi d'aujourd'hui, celui du changement climatique et de la préservation de la planète. »

La raison d'être d'EDF, définie avec plus de 4 000 salariés dans le cadre des dialogues « Parlons Energies », a été adoptée par 99,99% des actionnaires lors de l'Assemblée générale de mai 2020. Désormais inscrite dans les statuts de la Société, elle est au cœur de son modèle d'affaires, de sa stratégie CAP 2030 et se décline en engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise.

Face à l'urgence climatique, EDF s'engage pour un avenir énergétique juste, innovant et durable, avec l'ambition d'atteindre en 2050 la neutralité carbone. Le Groupe veut déployer une électricité toujours moins carbonée grâce au nucléaire et à l'accélération du développement des énergies renouvelables. En 2020, le Groupe s'est fixé de nouveaux objectifs d'émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre à l'horizon 2030. En décembre, il a obtenu la certification, par l'initiative Science Based Targets[(1)], de sa trajectoire de réduction d'émissions de CO_2, bien en dessous des 2°C de l'Accord de Paris.

Le développement des usages de l'électricité qui est appelé à s'amplifier constitue un levier majeur d'accompagnement des clients vers la neutralité carbone. Le Groupe contribue activement à cet objectif par une large palette d'offres adaptées aux différents marchés. Il propose une gamme de services et de solutions d'efficacité énergétique, accessibles et innovants, qui permet à chacun - particuliers, entreprises et territoires - d'être acteur de la transition énergétique.

En nouant des partenariats, en France et dans le monde, et en s'appuyant sur la R&D, EDF investit dans l'innovation. Moteur de la transition énergétique, elle permet à EDF de construire et de proposer des solutions pour atteindre l'objectif de décarbonation des usages au meilleur coût.

En vue de contribuer à préserver les ressources de la planète, EDF s'engage à limiter son empreinte environnementale tout au long du cycle de vie de ses installations et activités en optimisant l'utilisation des ressources naturelles et en développant l'économie circulaire. Les enjeux de la neutralité carbone sont indissociables d'une approche en faveur de la biodiversité qui s'est concrétisée, en 2020, par l'engagement d'EDF dans deux initiatives « Act4nature »[(2)] soutenues par l'Etat.

De toutes les énergies, l'électricité, parce qu'elle est un bien de première nécessité, doit être accessible à tous et sur tous les territoires. C'est aussi l'énergie du progrès dans un monde de plus en plus numérique. EDF veut inventer, partout où il est présent, un nouveau modèle énergétique, moins émetteur de CO_2, plus efficace, plus respectueux de l'environnement et des populations. Son ambition dans tous ces domaines s'appuie sur un engagement fort de ses salariés à travers le monde.

Cette raison d'être rassemble, réaffirme les valeurs et l'identité d'EDF, elle donne du sens à l'action et devient la raison de faire de l'entreprise.

Jean-Bernard Lévy
Président-Directeur Général du groupe EDF

(1) Science Based Targets est une initiative conjointe du CDP, UN Global Compact, World Ressources Institute et World Wild Fund, lancée suite à l'Accord de Paris en 2015. Plus de 1 000 entreprises se sont déjà engagées, dont plus de 500 pour des objectifs de réduction d'émission validés.

(2) « Entreprises engagées pour la nature-act4nature France » vise à faire émerger, reconnaître et valoriser des plans d'actions en faveur de la biodiversité portés par des entreprises françaises. « Act4nature International » est une initiative lancée par l'association française des Entreprises pour l'Environnement (EpE) qui a pour objectif de mobiliser les entreprises à l'échelle internationale sur la question de leurs impacts directs et indirects, leurs dépendances et leurs possibilités d'action favorable sur la nature.

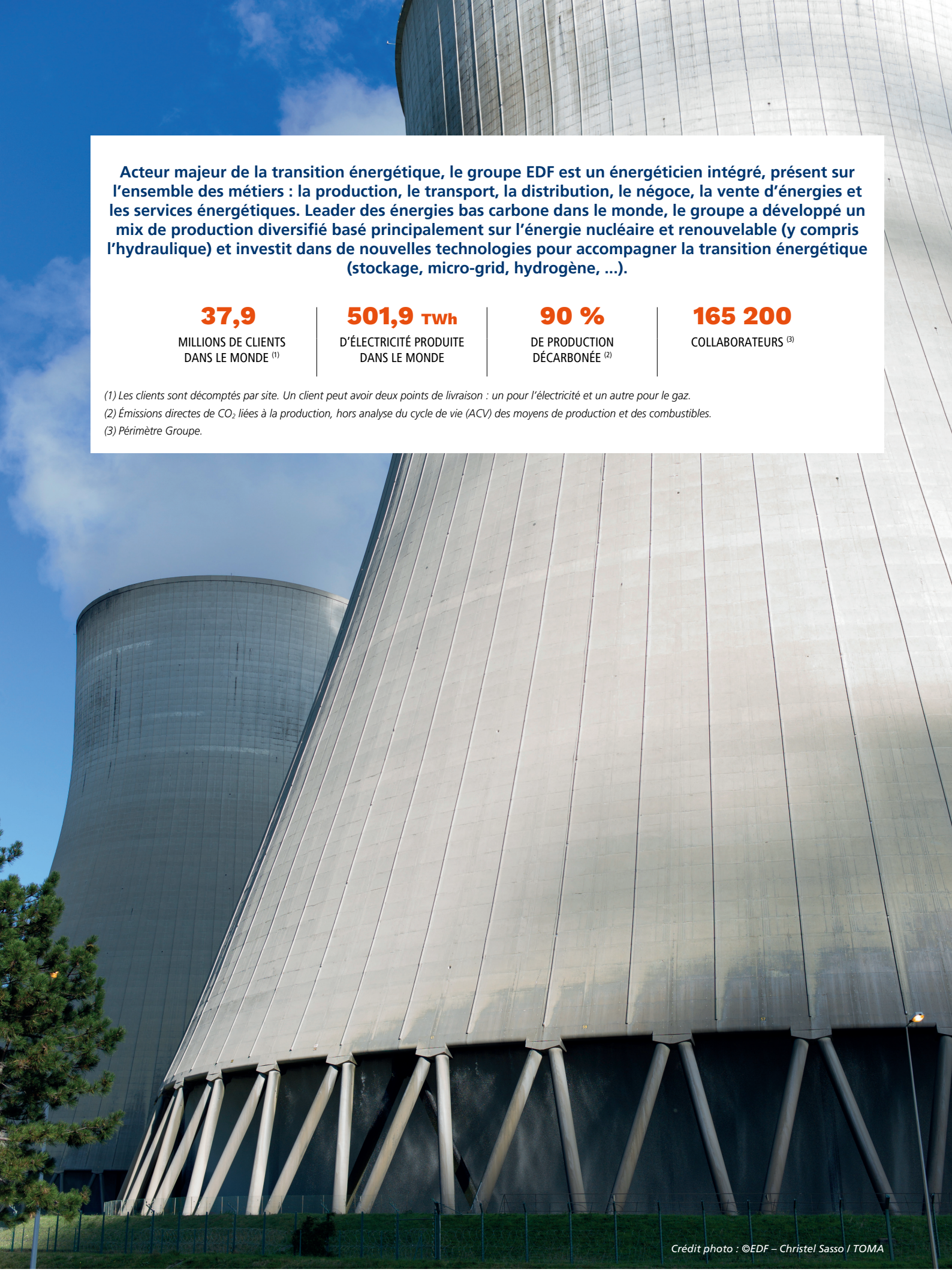
Acteur majeur de la transition énergétique, le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers : la production, le transport, la distribution, le négoce, la vente d'énergies et les services énergétiques. Leader des énergies bas carbone dans le monde, le groupe a développé un mix de production diversifié basé principalement sur l'énergie nucléaire et renouvelable (y compris l'hydraulique) et investit dans de nouvelles technologies pour accompagner la transition énergétique (stockage, micro-grid, hydrogène, ...).

37,9	501,9 TWh	90 %	165 200
MILLIONS DE CLIENTS DANS LE MONDE (1)	D'ÉLECTRICITÉ PRODUITE DANS LE MONDE	DE PRODUCTION DÉCARBONÉE (2)	COLLABORATEURS (3)

(1) Les clients sont décomptés par site. Un client peut avoir deux points de livraison : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

(2) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

(3) Périmètre Groupe.



Crédit photo : ©EDF – Christel Sasso / TOMA

1

LE GROUPE, SA STRATÉGIE ET SES ACTIVITÉS

1.1 CHIFFRES CLÉS ET MODÈLE D'AFFAIRES 6

1.2 PRÉSENTATION DU GROUPE 10

1.2.1 Organisation du Groupe 10
1.2.2 Histoire du Groupe 12
1.2.3 Faits marquants de l'année 14

1.3 STRATÉGIE ET OBJECTIFS DU GROUPE 15

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 15
1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030 15
1.3.3 Stratégie et organisation 18

1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE 19

1.4.1 Activités de production d'électricité 19
1.4.2 Activités de commercialisation en France 47
1.4.3 Activités d'optimisation pour EDF en France 51
1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France 53
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 63
1.4.6 Les services énergétiques et autres activités 86

1.5 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES 92

1.5.1 Les priorités de la R&D 92
1.5.2 Politique de propriété intellectuelle 95

Chiffres clés 2020

Une trajectoire carbone ambitieuse

Réduction des émissions (en $MtCO_2e$)

Scope 1

2017 ↘ **50 %** 2030

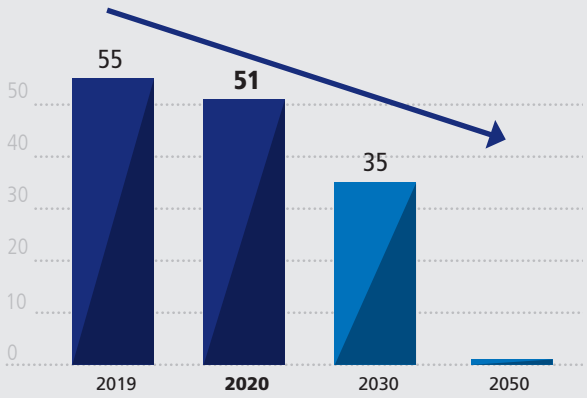
Scope 3

2019 ↘ **28 %** 2030

Trajectoire d'intensité carbone

Intensité CO_2 (g/kWh)

275 [1] (moyenne européenne en 2019)

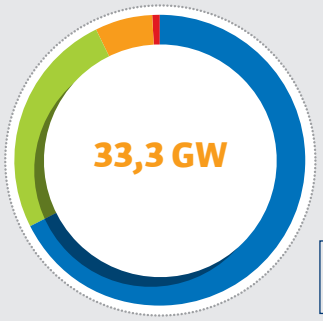


(1) Moyenne en 2019 de l'intensité carbone des producteurs d'électricité en Europe selon EEA.

EDF, leader européen du renouvelable

Capacité renouvelable nette installée par filière

En GW



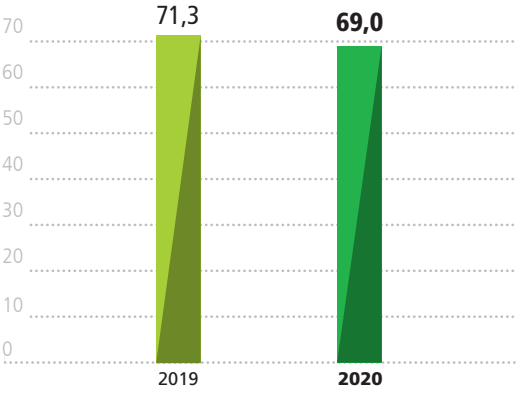
22,5 GW	Hydraulique [1]
8,4 GW	Éolien
2,2 GW	Solaire
0,2 GW	Autres

OBJECTIF 2030
60 GW NETS

(1) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW.

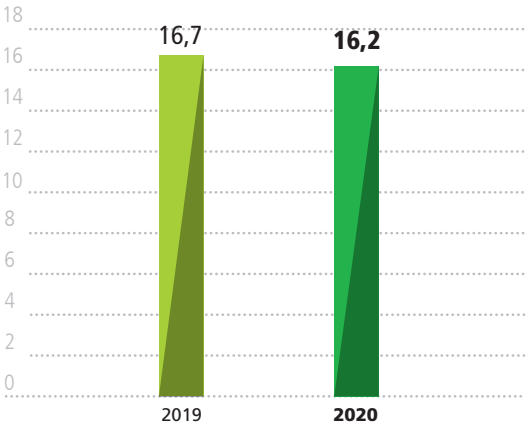
Chiffre d'affaires

En Mds€

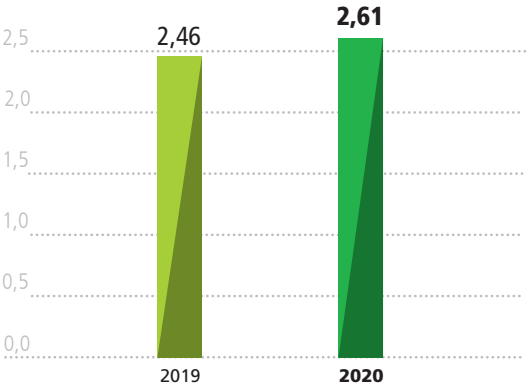


EBITDA

En Mds€



Ratio d'endettement financier net/EBITDA



Répartition de l'EBITDA

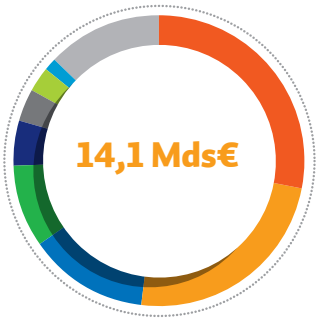
En Mds€

46 %	France – Activités de production et commercialisation
32 %	France – Activités régulées (1)
2 %	Framatome
5 %	Royaume-Uni
4 %	Italie
2 %	Autre international
5 %	EDF Renouvelables
2 %	Dalkia
2 %	Autres métiers

(1) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

Investissements nets hors plan de cessions Groupe

En Mds€

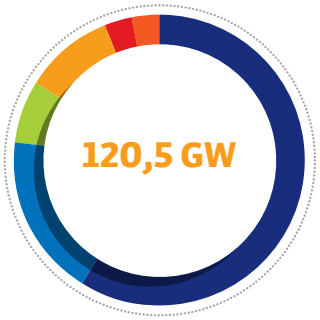


4,0	Maintenance nucléaire y compris Grand Carénage
3,4	Énedis, SEI et ÉS
1,9	Hinkley Point C
1,3	Renouvelables
0,7	Linky
0,5	Projet Flamanville
0,4	Services
0,2	Framatome
1,8	Autres (1)

(1) Principalement maintenance nucléaire hors France, maintenance thermique, développement nucléaire France et Royaume-Uni.

Capacités installées (1)

En GW

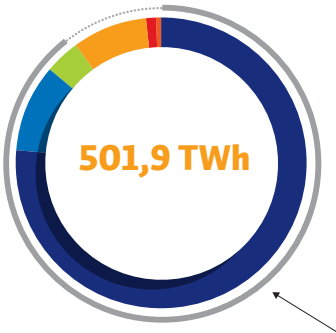


59 %	Nucléaire
18 %	Hydraulique
7 %	Autres EnR
10 %	Gaz
3 %	Fioul
3 %	Charbon

(1) Correspond aux données consolidées.

Production d'électricité (1)

En TWh



76,5 %	Nucléaire
9,8 %	Hydraulique (2)
3,8 %	Autres EnR
8,4 %	Gaz
1,0 %	Fioul
0,4 %	Charbon
90 %	Production décarbonée (3)

(1) Production des entités consolidées par intégration globale.
(2) Production hydraulique pompage compris.
(3) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Atouts et ressources

Une proximité clients

- **32,7** millions de clients électricité et **5,3** millions de clients gaz (1)
- Des marques de **1er** plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **73** millions de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation (2)

Une ambition humaine

- **165 200** collaborateurs (3)
- **71 %** des salariés ont bénéficié d'une action de développement de compétences dans l'année (3)

Un écosystème ambitieux d'innovation

- EDF Pulse Croissance, une structure dédiée à l'incubation et au soutien de *start-ups*
- Près de **2 700** collaborateurs R&D (4)
- Budget R&D consolidé de **685 M€**
- **716** innovations brevetées à fin 2020 par la R&D groupe

Des actifs industriels majeurs

- **120,5 GW** de capacités de production d'électricité (5)
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille de **60 GW** bruts de projets éoliens et solaires (6)
- **1,4** million de km de réseau de distribution (7)
- **32** millions de compteurs intelligents installés (3)
- **330** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia

Un socle financier solide

- Total bilan consolidé : ~ 300 Mds€
- 1er investisseur parmi les utilities européennes (16,5 Mds€ en 2020)

Un engagement RSE fort

- Classement A CDP Climate Change
- n° 3 SUSTAINALYTICS
- 12,5 Mds€ de financements *green & sustainable*

(1) Périmètre consolidé. Décompte en points de livraison. (2) Périmètre EDF SA hors DOM et Corse. (3) Périmètre Groupe. (4) ETP (équivalent temps plein) au périmètre Groupe. (5) Données consolidées au périmètre Groupe. (6) Périmètre Groupe. Pipeline hors capacités en construction. À compter de 2020, l'intégralité des projets en prospection est intégrée dans le portefeuille. (7) Réseau de distribution en concession d'Enedis.

Modèle d'activité

La raison d'être d'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

CAP 2030

Trois axes stratégiques pour décarboner nos sociétés en France, en Europe et dans le monde :

Créateur de services et solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone	Leader mondial de la production d'électricité neutre en CO_2	Acteur international de la transition énergétique
>15 $MtCO_2$ D'ÉMISSIONS ÉVITÉES (1)	**↘ 50%** ÉMISSIONS DIRECTES CO_2 eq vs. 2017	**ZÉRO** CHARBON
10 Mds€ CA SERVICES (3)	**60 GW NETS** SOIT **>x2** CAPACITÉ ENR (Y COMPRIS HYDRAULIQUE) vs. 2015	**1,5 - 2 GW NETS** DE CAPACITÉS INSTALLÉES HYDRAULIQUES (4)
>1,5 CONTRAT/CLIENT (2)	ENGAGER DE **NOUVEAUX EPR ET 1 SMR**	**1 MILLION** KITS OFF GRID

Soutenus par une nouvelle impulsion de la transformation, de l'innovation, de l'ambition humaine et de nouveaux engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise, et **la mise en œuvre de quatre plans :**

LEPLANSOLAIRE · LE PLAN stockage électrique · LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE · LE PLAN excell Excellence nucléaire

Périmètre : (1) Activités du pôle Clients Services et Territoires - Estimation EDF, incluant les économies CO_2 liées principalement aux réseaux de chaleur et de froid, au développement du véhicule électrique et aux certificats d'économie d'énergie. (2) Estimation EDF : France, Royaume-Uni, Italie et Belgique (Résidentiel). (3) Groupe. (4) Hors pays prioritaires en Europe (France, Italie, Royaume-Uni et Belgique).

Création de valeur - 2020

La déclinaison des enjeux RSE en 16 engagements

- Trajectoire carbone ambitieuse
- Solutions de compensation carbone
- Adaptation au changement climatique
- Développement des usages de l'électricité et services énergétiques
- Biodiversité
- Gestion responsable du foncier
- Gestion intégrée et durable de l'eau
- Déchets et économie circulaire
- Santé et sécurité de tous
- Ethique, conformité et droits humains
- Egalité, diversité et inclusion
- Précarité énergétique et innovation sociale
- Dialogue et concertation avec les parties prenantes
- Développement territorial responsable
- Développement des filières industrielles
- Numérique responsable

Pour le climat et l'environnement

- Une ambition de neutralité carbone à l'horizon 2050
- Une production d'électricité de **501,9 TWh** à **90 %** décarbonée (1) avec émission de **51 g CO_2/kWh** (2)
- EDF, acteur du partage de l'eau : intensité eau de **0,87 l/kWh** (3)
- Un engagement pour la biodiversité

Objectifs de développement durable – ONU

Pour les clients

- Haut niveau de satisfaction clients
- Plus de **905 000** clients en difficulté bénéficient d'un accompagnement énergie (4)

Pour les partenaires et territoires

- Plus de **300** partenariats académiques et industriels dans le monde noués par la R&D d'EDF
- Les PME représentent entre **22 %** et **26 %** des achats d'EDF et d'Enedis
- **1** emploi direct d'EDF SA en génère **4,1** sur le territoire national (5)
- Près de **84 %** de projets font l'objet d'une concertation (6)

Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **69 %** (7)
- **28,7 %** de femmes dans les CoDir (8)
- Un ratio d'équité – salaire moyen (9) de **6,6**

Chiffre d'affaires
69,0 Mds€

EBITDA
16,2 Mds€

Résultat net courant
2,0 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes

Fournisseurs
Achats (10)
41 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF

État et territoires
Impôts et taxes (11)
4,7 Mds€

Collaborateurs
Rémunération (12)
14 Mds€

Dividendes actionnaires
Taux de distribution cible (13)
45 % - 50 %

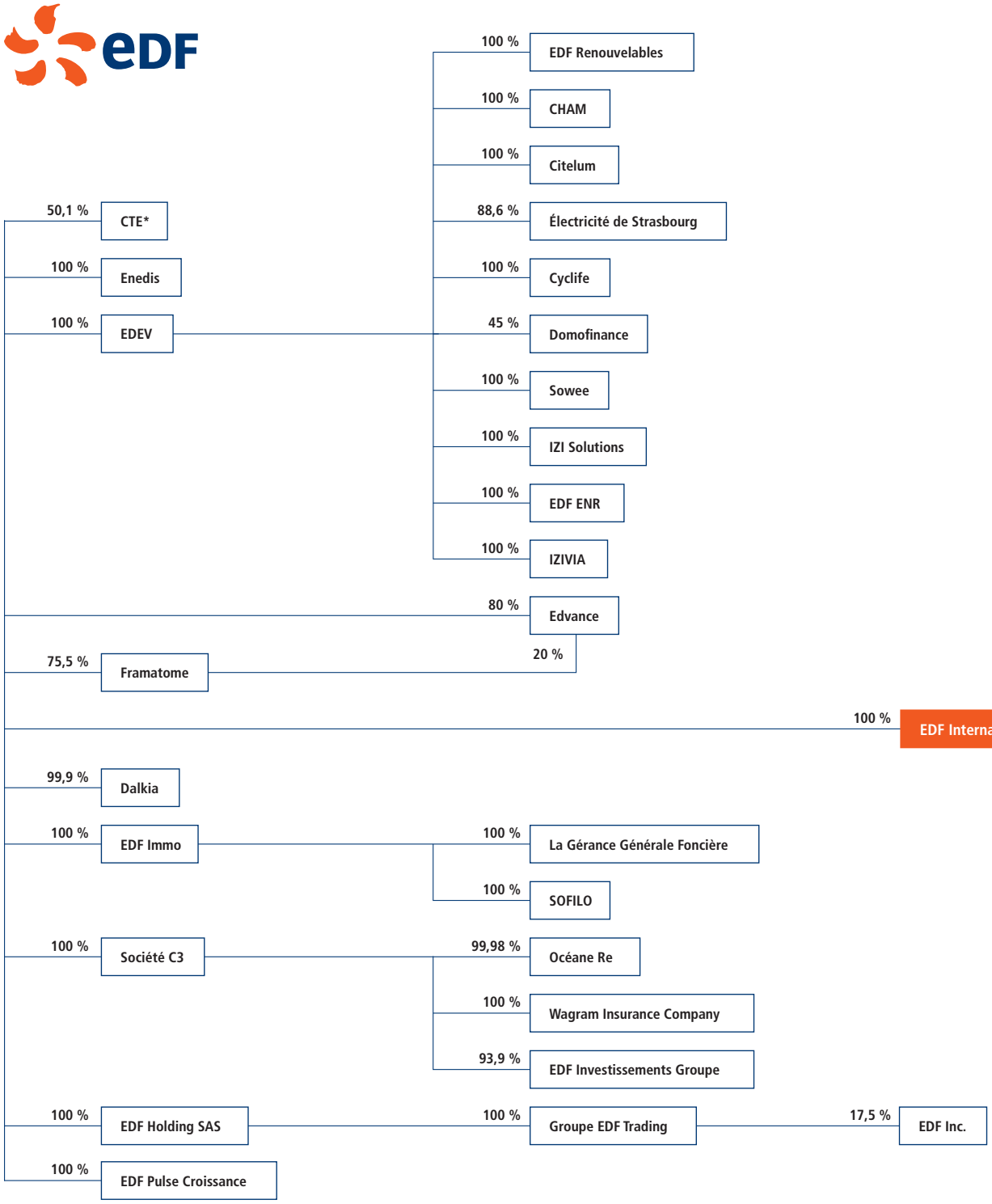
(1) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles. (2) Émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur. Périmètre Groupe. (3) Eau consommée / production électrique totale du parc. Périmètre Groupe. (4) Périmètre EDF SA. (5) Étude Goodwill pour EDF SA sur la base des chiffres consolidés 2019. (6) Projets de plus de 50 m€ conformes aux principes de l'Equateur - Périmètre Groupe. (7) Enquête interne MyEDF Group. (8) Périmètre Groupe. (9) Périmètre EDF SA – ratio établi conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP. (10) Achats et autres consommations externes consolidées. (11) Impôts et taxes, yc impôts sur les résultats, consolidés. (12) Charges de personnel consolidées. (13) Taux appliqué au résultat net courant 2021 et 2022 ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.

1.2 Présentation du Groupe

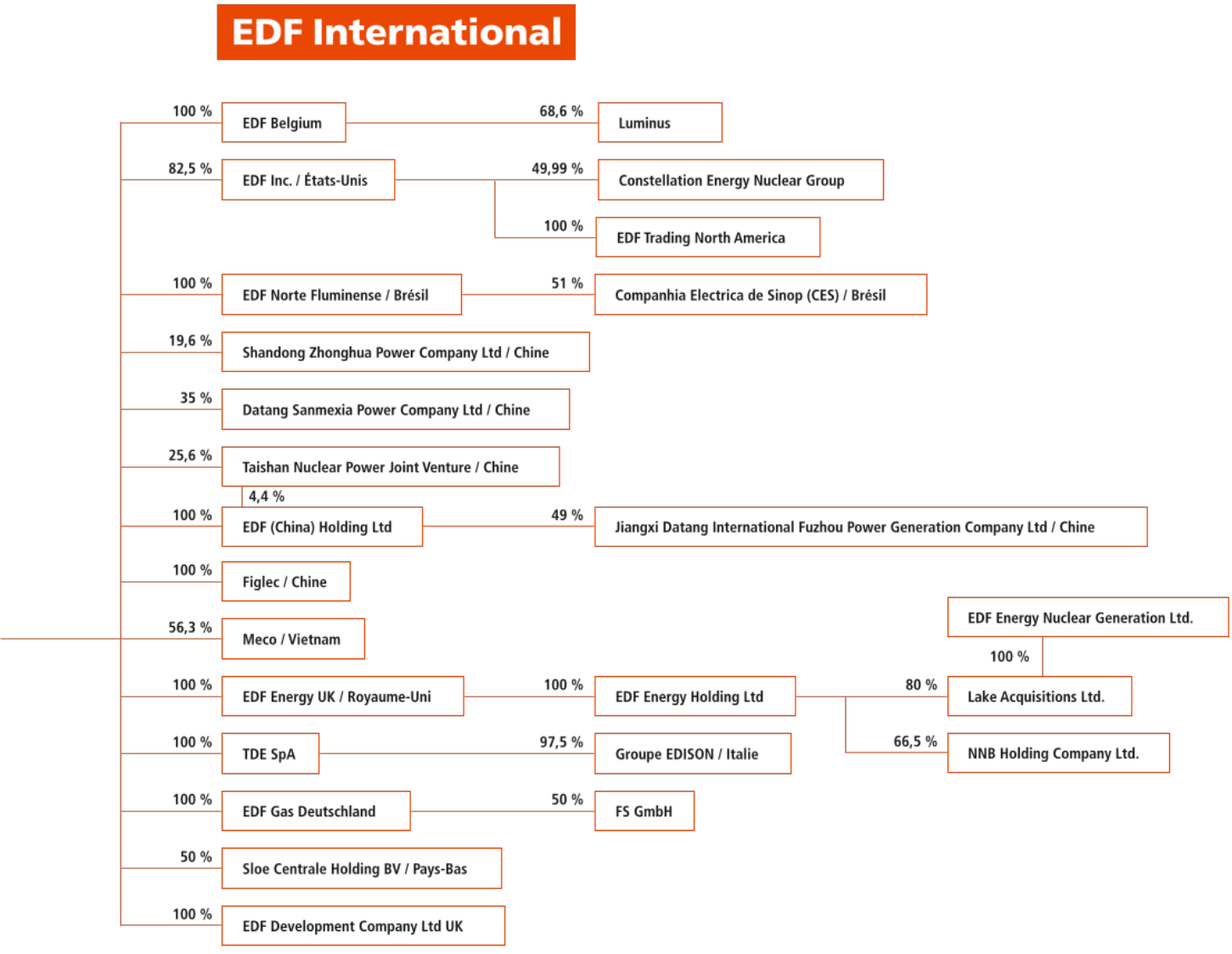
1.2.1 Organisation du Groupe

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2020 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.

Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

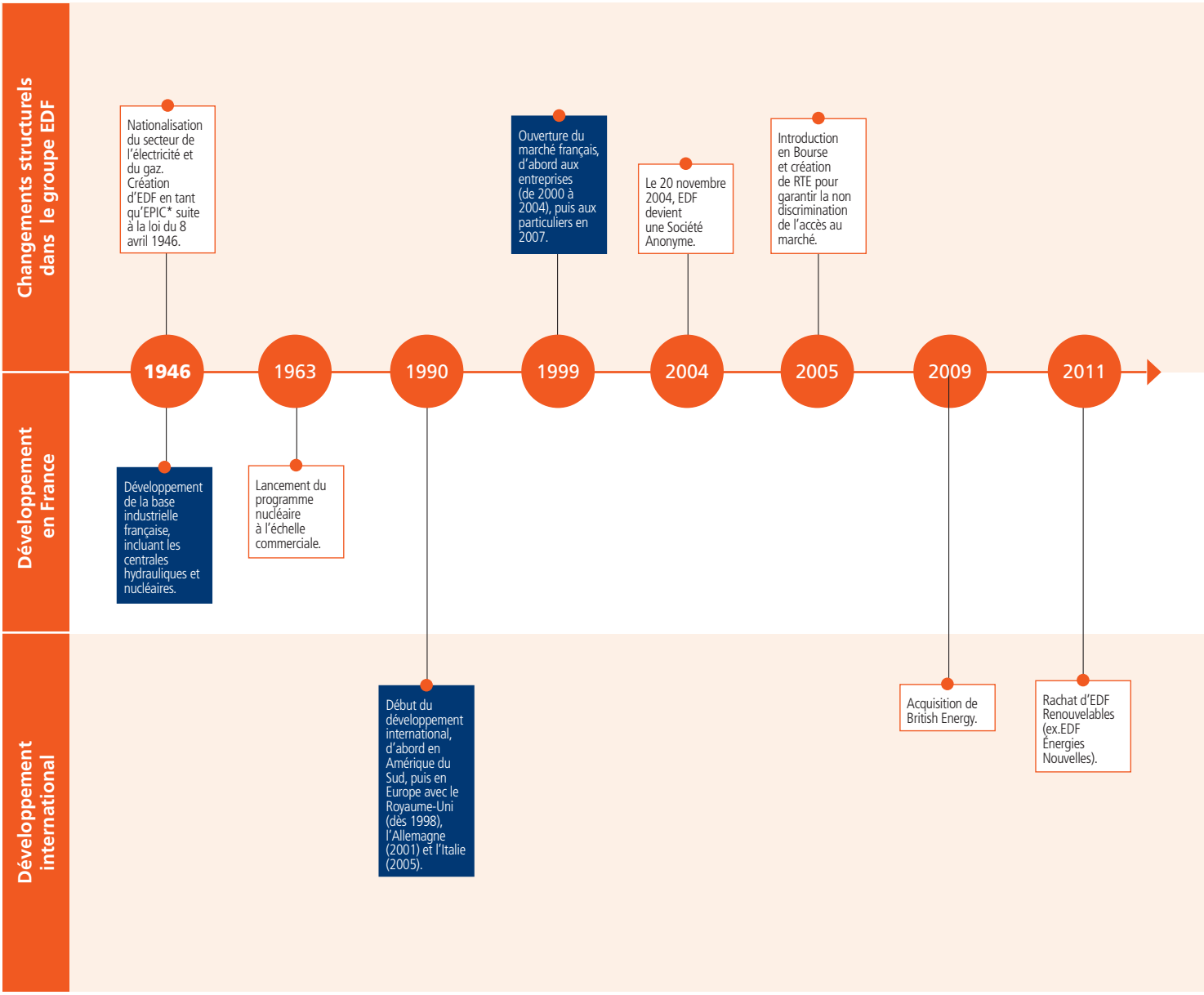


** Co-entreprise de Transport d'Électricité «CTE» (ex C25), société détenant les titres RTE.*

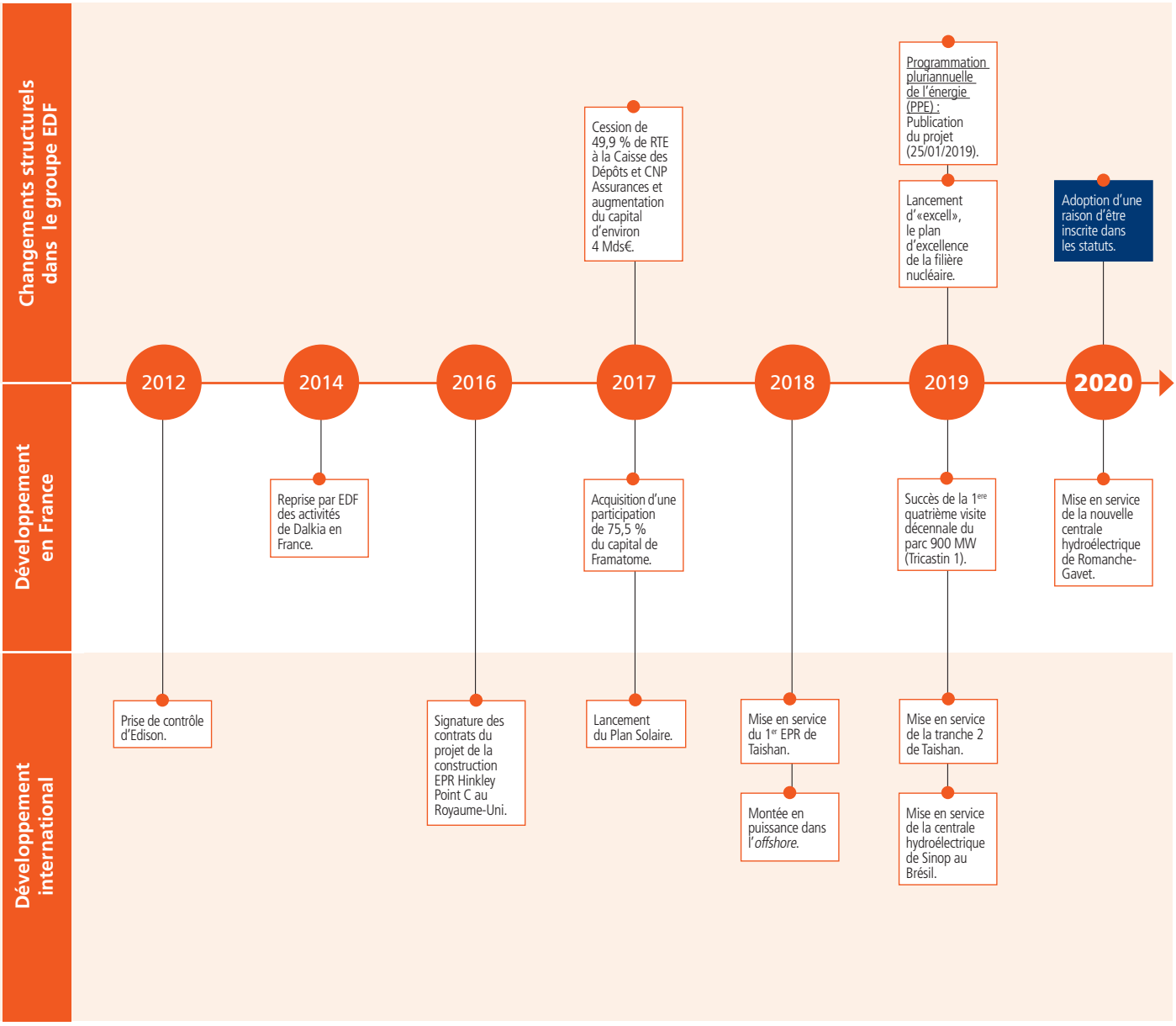

EDF International
100 %
EDF Belgium
68,6 %
Luminus
82,5 %
EDF Inc. / États-Unis
49,99 %
Constellation Energy Nuclear Group
100 %
EDF Trading North America
100 %
EDF Norte Fluminense / Brésil
51 %
Companhia Electrica de Sinop (CES) / Brésil
19,6 %
Shandong Zhonghua Power Company Ltd / Chine
35 %
Datang Sanmexia Power Company Ltd / Chine
25,6 %
Taishan Nuclear Power Joint Venture / Chine
4,4 %
100 %
EDF (China) Holding Ltd
49 %
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd / Chine
100 %
Figlec / Chine
56,3 %
Meco / Vietnam
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.
100 %
100 %
EDF Energy UK / Royaume-Uni
100 %
EDF Energy Holding Ltd
80 %
Lake Acquisitions Ltd.
100 %
TDE SpA
97,5 %
Groupe EDISON / Italie
66,5 %
NNB Holding Company Ltd.
100 %
EDF Gas Deutschland
50 %
FS GmbH
50 %
Sloe Centrale Holding BV / Pays-Bas
100 %
EDF Development Company Ltd UK

1.2.2 Histoire du Groupe

EDF depuis 1946



*EPIC : Etablissement public industriel et commercial


Changements structurels dans le groupe EDF
Développement en France
Développement international
2012
2014
2016
2017
2018
2019
2020
Prise de contrôle d'Edison.
Reprise par EDF des activités de Dalkia en France.
Signature des contrats du projet de la construction EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni.
Cession de 49,9 % de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances et augmentation du capital d'environ 4 Mds€.
Acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de Framatome.
Lancement du Plan Solaire.
Mise en service du 1er EPR de Taishan.
Montée en puissance dans l'offshore.
Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : Publication du projet (25/01/2019).
Lancement d'«excell», le plan d'excellence de la filière nucléaire.
Succès de la 1ere quatrième visite décennale du parc 900 MW (Tricastin 1).
Mise en service de la tranche 2 de Taishan.
Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sinop au Brésil.
Adoption d'une raison d'être inscrite dans les statuts.
Mise en service de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet.

1.2.3 Faits marquants de l'année

Avec l'adoption d'une raison d'être inscrite dans ses statuts en mai 2020, EDF confirme son ambition d'être un *leader* de la transition énergétique vers la neutralité carbone en 2050 et renforce ses propres engagements climatiques, visant désormais une baisse de 50 % de ses émissions directes de CO_2 en 2030 vs 2017 (1). Ainsi, en 2020, le Groupe a poursuivi **sa croissance dans les énergies renouvelables (2), la décarbonation des usages et les services (3)**:

- Dans le solaire, l'année a été marquée par des succès dans plusieurs appels d'offres. Le Groupe a remporté le projet de construction du parc Al Dhafra (2 GW) (4) à Abu Dhabi. En Inde, au Rajasthan, 3 appels d'offres ont été attribués à EDEN Renewables India (5) (1 350 MWc). En France, 190 MWc de projets ont été remportés lors des appels d'offres de la CRE. Aux Émirats Arabes Unis, la 3e phase de construction (800 MWac), DEWA III, de l'un des plus puissants parcs solaires au monde s'est achevée. Aux États-Unis, le Groupe a fait l'acquisition d'un portefeuille d'actifs de développement solaire allant jusqu'à 4,5 GW (6) ;
- Dans l'éolien, la construction du parc éolien en mer de Fécamp (500 MW) a été lancée en France avec une mise en service prévue fin 2023. À l'international, le Groupe a finalisé les accords de joint-venture de deux parcs éoliens en mer chinois d'une capacité totale de 502 MW, Dongtai IV et V (7). La construction du parc de Dumat Al Jandal (400 MW) (8) en Arabie Saoudite s'est poursuivie et les travaux de construction de la première phase du parc de Taza au Maroc (87 MW) ont été lancés. Enfin, le Groupe a pris position en Irlande en acquérant 50 % du projet éolien en mer de Codling dont la capacité totale devrait avoisiner 1 GW installé (9) ;
- Dans l'hydraulique, la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (97 MW) en France, dans l'Isère, a été mise en service. Au Cameroun, un peu plus d'un tiers des travaux de génie civil ont été réalisés sur le barrage de Nachtigal (420 MW) ;
- Dans l'hydrogène vert, le Groupe, au sein d'un consortium réunissant 10 partenaires, démarre un projet de construction d'un électrolyseur de 30 MW pour produire de l'hydrogène vert à partir de l'énergie éolienne *offshore* en Allemagne (10) ;
- Dans le micro-grid, afin d'élargir sa gamme d'offres, le groupe EDF a investi dans la *start-up* Ecosun Innovations (11) qui développe des solutions innovantes visant à fournir de l'électricité dans les zones isolées ;
- Dans le stockage, le Groupe est présent aux États-Unis avec le projet de construction de la centrale solaire de Chuckwalla dans le Nevada (12), couplée à un système de stockage de 180 MW par batterie d'une durée de 4 heures, permettant d'équilibrer la production et la demande d'électricité. Le Groupe a également signé avec CleanPowerSF un contrat de stockage par batterie de 50 MW pendant 4 heures couplé au projet solaire Maverick 6 (100 MW) en Californie ;
- Dans la mobilité électrique, le Groupe a fait l'acquisition de Pod Point, un acteur majeur de la recharge pour véhicules électriques au Royaume-Uni (13). À fin 2020, plus de 100 000 points de charge ont été déployés par le Groupe et plus de 5 000 sont exploités par des technologies de *smart charging ;*
- Dans le domaine de la fourniture d'électricité et des services énergétiques, le Groupe a élargi la gamme de solutions de sa plateforme de services de proximité IZI by EDF dans les domaines de la rénovation énergétique, de la mobilité électrique et de la commercialisation de pompes à chaleur. Il a par ailleurs lancé de nouvelles offres : « Contrat Flexible » et « Vert Électrique Bretagne » ;
- Dalkia a renforcé son expertise en génie électrique avec l'acquisition de KSB Service EITB Sitelec, société spécialisée dans la maintenance et la rénovation d'équipements électriques (14) ;
- Enfin, 29,7 millions de compteurs intelligents Linky ont été installés à fin 2020 par Enedis, en ligne avec son programme de déploiement (15).

De manière générale, l'année a été fortement impactée par la crise sanitaire liée à la Covid. Les perturbations économiques provoquées ont entraîné une baisse de la demande d'électricité et ont eu des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe notamment la production nucléaire, les chantiers et les services. L'impact estimé sur l'EBE du Groupe s'élève à - 1 479 millions d'euros à fin décembre 2020.

Tout au long de cette période, le Groupe a su adapter l'exercice de ses métiers pour assurer la continuité de ses missions essentielles de production d'électricité, de services énergétiques et de relation de proximité avec les clients (16).

Dans le domaine nucléaire, la crise sanitaire a notamment ralenti les chantiers de construction en France et au Royaume-Uni. En France, le déroulement du programme industriel, en particulier des opérations prévues lors des arrêts pour maintenance, a été fortement affecté, réduisant ainsi la capacité de production d'électricité. Dans ce contexte, EDF a dû adapter la planification des arrêts de réacteurs pour maintenance afin de contribuer, en lien avec RTE, à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver 2020-2021.

Les coûts du programme Grand Carénage d'ici à 2025 ont été réajustés pour intégrer notamment les impacts de la crise (17). Le projet Hinkley Point C au Royaume-Uni a également été révisé afin de mesurer les impacts de la crise sanitaire à ce jour (18).

Toutefois, malgré le contexte sanitaire et grâce aux mesures d'adaptation prises, plusieurs événements significatifs ont marqué l'année dont :

- l'atteinte d'une production nucléaire de 335,4 TWh en France, résultat supérieur aux estimations de production établies dans le courant de l'année 2020 ;
- l'atteinte du jalon « J0 », marquant l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire pour le 2e réacteur de la centrale d'Hinkley Point C, conformément au calendrier (19) ;
- la conclusion de plusieurs contrats par Framatome, notamment un accord d'achat définitif avec Rolls-Royce en vue d'acquérir son activité *Civil Nuclear Instrumentation and Control* (I&C), qui opère principalement en France, et à moindre niveau en Chine (20). La société a également lancé la marque « Framatome Défense » pour promouvoir ses activités au profit de la défense nationale française, affirmer son engagement et renforcer sa contribution à ce secteur ;
- la finalisation de la première phase de déploiement du plan excell qui vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des projets nucléaire. Le plan excell prévoit 25 nouveaux engagements pour mi-2021 (21).

(1) Voir la section 3.1.1.1.2 « Des objectifs 2030 reconnus par l'initiative SBTi ».
(2) Voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ».
(3) Voir la section 1.4.6 « Les services énergétiques et autres activités ».
(4) Avec le partenaire Jinko Power Technologie Co. Ltd., Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 27 juillet 2020.
(5) EDEN Renewables India est une co-entreprise détenue par EDF renouvelables et Total Eren, Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 1er octobre 2020.
(6) Auprès de Geenex Solar, voir le communiqué de presse d'EDF Renewables du 16 octobre 2020.
(7) Développé conjointement avec China Energy Investment Corporation (CEI), Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020.
(8) En partenariat avec Masdar. Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 29 juillet 2020.
(9) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 11 février 2020.
(10) Voir le communiqué de presse du 5 août 2020.
(11) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 28 septembre 2020.
(12) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 29 juillet 2020.
(13) Voir le communiqué de presse du 13 février 2020. Voir également la section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ».
(14) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 3 décembre 2020.
(15) Voir la section 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs » dans la section 1.4.4.2 « La distribution – Enedis ».
(16) Voir « EDF, entreprise responsable dans la gestion de la crise sanitaire » en introduction du chapitre 3.
(17) Voir le communiqué de presse du 29 octobre 2020.
(18) Voir le communiqué de presse du 27 janvier 2021.
(19) Voir le communiqué de presse d'EDF Energy du 1er juin 2020. Voir également la section 1.4.5.1.2.5 « La Division Nouveau Nucléaire » - « Hinkley Point C ».
(20) Voir la section 1.4.1.1.4 « Les activités liées à la production nucléaire : Framatome ».
(21) Voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ».

Dans le présent URD, les conséquences de la crise sanitaire sur le Groupe sont abordées sous différents angles :

- l'impact sur les activités du Groupe est présenté dans les différentes sections du chapitre 1.4 ainsi que dans la note 1.4 "Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire)" des états financiers audités du Groupe au 31 décembre 2020 et figurant au chapitre 6 ;
- l'impact de l'épidémie sur les facteurs de risques auxquels le Groupe est exposé est détaillé dans la section 2.2 ;
- enfin le chapitre 3 décrit, en introduction, les mesures de soutien et les initiatives prises par EDF vis-à-vis de ses clients, fournisseurs et salariés.

1.3 Stratégie et objectifs du Groupe

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques

L'efficacité énergétique et l'électricité décarbonée sont au cœur de la transition énergétique

L'électricité représente aujourd'hui en France environ 25 % des consommations d'énergie finale dans le monde et à peine plus de 11 % des émissions de CO_2 [(1)] (respectivement 19 % [(2)] et 40 % [(3)] au niveau international). La lutte contre le changement climatique est un enjeu majeur pour la planète.

L'accord trouvé à Paris lors de la 21e Conférence des Parties (COP21) en 2015 a confirmé la mobilisation contre le changement climatique ainsi que l'importance croissante des transitions énergétiques au-delà de l'Europe. Cet accord, ratifié par 168 pays ainsi que par l'Union européenne, est entré en vigueur le 4 novembre 2016.

En Europe, le Paquet Énergie Propre finalisé en 2019 et le *Green Deal* élaboré en 2020 doivent permettre à l'Union européenne d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Les programmes de relance qui font suite à la crise sanitaire Covid renforcent encore la priorité donnée au climat.

Le Green Deal au niveau européen et les programmes nationaux associés doivent se concentrer en priorité sur la **diminution des émissions de CO_2, de la façon la plus compétitive possible**, en s'appuyant sur une vision industrielle ancrée dans les territoires et permettant une sécurisation durable de la lutte contre le changement climatique.

Le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a établi depuis 2008 un *Climate Change Act* et a mis en place un modèle de marché cohérent avec cette politique (*Carbon Price Floor*, *Contracts for Difference*, marché de capacité, réflexions sur un modèle de base d'actifs régulés pour les nouveaux moyens de production nucléaire).

En France, la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 met la réduction des émissions de gaz à effet de serre au centre de la politique énergétique française. L'objectif est désormais « *d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six* ». La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), qui décline les orientations de la politique énergétique française, offre une visibilité à dix ans, indispensable à de grands acteurs industriels. EDF partage le diagnostic de la PPE : identification des leviers, trajectoires d'évolution des mix vers une sortie des énergies fossiles… En outre, il ne s'agit pas seulement de passer à une économie sans carbone, il convient de le faire en préservant le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises.

Pour atteindre ces objectifs, les deux leviers majeurs à activer sont :

- la baisse de la consommation d'énergie, en développant des solutions d'**efficacité énergétique** (aval) ;
- le basculement des usages fossiles vers les énergies décarbonées, avec l'**électricité décarbonée** en premier lieu et l'usage de la chaleur renouvelable notamment (amont).

Tant à l'aval qu'à l'amont l'innovation sera une composante essentielle de la réussite de ces objectifs.

1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030

La stratégie CAP 2030 est en complète adéquation avec la raison d'être du Groupe « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Fruit de la contribution des salariés lors des dialogues « Parlons Énergies », cette raison d'être a été inscrite dans les statuts de l'entreprise à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020.

Pour EDF, lutter contre le dérèglement climatique repose donc sur deux leviers : l'efficacité énergétique et la décarbonation de l'énergie. C'est la conviction sur laquelle repose la stratégie du Groupe, articulée autour de trois piliers :

- **créateur de services et solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone ;**
- ***leader* mondial de la production d'électricité neutre en CO_2 ;**
- **acteur international de la transition énergétique.**

Producteur d'une électricité décarbonée, le Groupe développe des solutions pour que chacun puisse être, à son échelle, acteur de la transition énergétique et promeut son modèle bas carbone à l'international.

1.3.2.1 Créateur de services et de solutions pour accompagner clients et territoires vers la neutralité carbone

Les particuliers, les entreprises, les villes souhaitent de plus en plus changer leur façon de s'éclairer, de se chauffer, de produire, de consommer, de se déplacer… Chacun veut devenir acteur de la transition énergétique. Cet élan, somme d'initiatives individuelles et de décisions publiques, se développe progressivement partout. L'ambition d'EDF est d'accompagner les clients et les territoires vers la neutralité CO_2 avec des solutions décarbonées et d'efficacité énergétique accessibles et innovantes.

Pour cela, EDF développe la valeur de son portefeuille clients dans les pays prioritaires européens (France, Grande-Bretagne, Belgique et Italie) grâce à une relation client de référence et une gamme d'offres de services et de fourniture enrichie.

En 2030, le groupe EDF vise 10 milliards d'euros de chiffre d'affaires dans les services [(4)].

EDF renforce ses positions dans le secteur de la mobilité électrique (France, UK, Italie et Belgique), dans les activités de réseaux de chaleur et de froid renouvelables en France et également dans la valorisation de la flexibilité électrique et de l'agrégation (Europe).

En s'appuyant sur la confiance de ses clients et en développant une large gamme d'offres, notamment dans la performance énergétique durable sur les marchés résidentiels et d'affaires, EDF accroît la valeur par client et souhaite porter à plus de 1,5 le nombre de contrats par client particulier en 2030 [(5)]. Les offres d'énergies vertes, d'autoconsommation, les services d'efficacité énergétique, les services de proximité, les contrats de performance, de génie électrique ou climatique, la récupération de chaleur fatale, la biomasse répondent aux nouveaux besoins de ses clients.

(1) Source : Commissariat général au développement durable, Chiffres clés du climat, édition 2020, page 32.
(2) Agence Internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2020, Tableau A.3 page 343.
(3) Source : Commissariat général au développement durable, Chiffres clés du climat, édition 2020, page 32.
(4) Périmètre Groupe.
(5) Estimation EDF : Périmètre France, Royaume-Uni, Italie et Belgique (Résidentiel).

Ses clients sont de plus en plus sensibles à leur empreinte environnementale et EDF y répond *via* des solutions accessibles et innovantes permettant de consommer moins et mieux :

- en contribuant à la décarbonation des usages grâce à l'électrification des usages dans les secteurs les plus émetteurs de CO_2 :
  - **dans les transports** [(1)] : pour les véhicules légers et les transports en commun urbains, les solutions à batterie s'affirment de plus en plus comme les solutions les mieux adaptées. Sur certains transports lourds et longue distance (navigation fluviale, trains sur les lignes non électrifiées…), l'hydrogène électrolytique et la pile à combustible présentent des atouts en termes d'autonomie et permettent de répondre aux plans énergétiques de certains territoires. Pour les autres transports lourds (camions notamment), batteries et hydrogène pourraient être en concurrence, leurs parts de marché respectives étant déterminées par leur compétitivité relative. Dans les deux cas, l'électricité décarbonée doit en être l'énergie d'origine.

    Pour accompagner ce déploiement massif de l'électrification des mobilités, EDF s'engage concrètement en investissant dans l'accompagnement des clients (particuliers, entreprises et collectivités) et dans la valorisation des capacités de stockage des véhicules électriques ainsi que dans la production et la commercialisation d'hydrogène électrolytique,
  - **dans le bâtiment** : le Groupe est très investi aux côtés des professionnels du secteur, des bailleurs, des collectivités pour les aider à gagner en efficacité énergétique et à évoluer vers la décarbonation des usages thermiques. Il propose une gamme de services allant du suivi et du pilotage des consommations au soutien direct aux opérations de décarbonation et d'efficacité énergétique [(2)] notamment au moment des rénovations. EDF accompagne également directement les ménages [(3)] avec IZI by EDF. Enfin, *via* sa filiale Dalkia, le Groupe est actif dans le développement des réseaux de chaleur et leur décarbonation (par des sources renouvelables ou par la récupération d'énergie) et le développement de Contrats de Performance Énergétique (CPE) pour les bâtiments publics et les entreprises ou les grands ensembles de logements,
  - **dans l'industrie** : EDF développe des solutions d'électrification des processus, de récupération de chaleur fatale et de production d'hydrogène électrolytique décarboné et met l'expertise de sa R&D au profit de ses clients industriels pour les accompagner dans l'évolution de leur outil de production (fours et chaudières électriques…) ;
- en s'appuyant sur le développement des infrastructures, sur les données et la création de solutions décarbonées ;
- en aidant ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations, pompes à chaleur).

Ces solutions visent à permettre au groupe EDF d'éviter l'émission de plus 15 millions de tonnes de CO_2 d'ici 2030 [(4)].

Par ailleurs, EDF continue à innover en développant de nouveaux modèles d'activité pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et donner corps aux engagements du Groupe vers la neutralité carbone. Tant à l'aval (efficacité énergétique et usages) qu'à l'amont (production d'énergie décarbonée), l'innovation sera une composante essentielle du chemin à parcourir compte tenu de la vitesse à laquelle progressent aujourd'hui les technologies, des renouvelables au stockage et aux véhicules électriques en passant par l'hydrogène ou les développements digitaux. En s'appuyant sur ses propres efforts de R&D et sur son écosystème d'innovation développé avec ses partenaires, le groupe EDF choisit parmi ces innovations celles permettant d'accélérer la transition énergétique, en développant autant que possible le tissu industriel français.

Enfin, la transition énergétique ne se fera que si elle est juste et solidaire. Le groupe EDF accompagne ses clients, et en particulier les plus fragiles, pour les aider à mieux consommer et combat la précarité énergétique (voir la section 3.3.4 « précarité énergétique et innovation sociale »).

1.3.2.2 *Leader* mondial de la production d'électricité neutre en CO_2

Parce qu'en France, l'électricité est décarbonée à près de 98 % grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, EDF joue un rôle moteur dans l'atteinte d'un objectif de neutralité CO_2 à horizon 2050 en accélérant le développement des énergies renouvelables tout en garantissant la sûreté, la performance et la compétitivité du parc nucléaire existant et du Nouveau Nucléaire.

Il n'y aura pas de solution unique pour garantir une électricité décarbonée, mais un ensemble de solutions : nucléaire, hydraulique, solaire, éolien terrestre et maritime, chaleur renouvelable, réseaux, stockages (notamment ceux des véhicules électriques), outils de gestion des flexibilités des usages et des productions…

- **L'ambition d'une production très bas carbone pour le groupe EDF se décline tout d'abord par l'accélération du développement des énergies renouvelables en France et à l'international**. Le groupe EDF développe les énergies renouvelables électriques dans toutes les technologies (hydraulique, solaire, éolien terrestre, éolien en mer…) et aussi la chaleur renouvelable et de récupération, avec sa filiale Dalkia. Les énergies renouvelables représentent déjà un quart de la capacité totale du Groupe [(5)].

  Le groupe EDF est aujourd'hui le *leader* européen des énergies renouvelables, et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne avec 22,5 GW nets installés[(6)]. Avec près de 11,0 GW nets installés, le Groupe est également un des *leaders* mondiaux du renouvelable hors hydraulique, principalement dans l'éolien et le solaire. L'ambition d'EDF est d'accroître rapidement sa capacité nette installée dans l'éolien et le solaire.

  L'objectif en 2030 est d'atteindre une capacité installée d'énergies renouvelables (dont hydraulique) de 60 GW nets ce qui équivaut à plus que doubler la capacité installée en 2015. Le groupe EDF recherche un équilibre entre les technologies (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque et hydraulique) et un équilibre dans la répartition géographique. Enfin, EDF investit régulièrement dans les installations hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et propose des solutions renforçant le productible hydraulique.

  EDF construit une position de *leader* européen de l'agrégation des capacités renouvelables et des flexibilités et s'est fixé comme objectif le triplement des moyens de stockage du Groupe à l'horizon 2035, dans le cadre de son plan stockage.
- **Cette ambition de production très bas carbone se base également sur la performance de la production de la filière nucléaire**, en garantissant maîtrise industrielle, sûreté, compétitivité, protection de l'environnement, optimisation de l'exploitation des parcs nucléaires en France et en UK, fin des chantiers en cours (Flamanville 3, HPC), et mise en œuvre d'une stratégie innovante sur le cycle combustible.

  EDF dispose d'un parc de production nucléaire unique au monde. Le « Grand Carénage » du parc existant en France, déjà engagé, est un enjeu industriel majeur. Les investissements associés doivent permettre la poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans en garantissant sûreté nucléaire, performance et protection de l'environnement.

  Le nucléaire, dont l'exploitation n'émet pas de CO_2 [(7)], qui produit en base tout en offrant de forts leviers de pilotage et de flexibilité pour s'adapter à la consommation d'électricité, a toute sa place à l'horizon 2050 dans les mix électriques décarbonés, aux côtés des énergies renouvelables.

  À ce titre, EDF construit les réacteurs d'Hinkley Point C au Royaume-Uni et de Flamanville en France et exploite 2 réacteurs à Taishan en Chine. EDF développe également d'autres projets qui pourront être construits dans les pays qui souhaiteront de nouveaux réacteurs. EDF finalise enfin le design d'un EPR de nouvelle génération.

  En 2030, le Groupe souhaite être engagé sur de nouveaux programmes EPR en France, en Grande-Bretagne et à l'international ainsi que dans le développement d'un démonstrateur du premier Small Modular Reactor (SMR) en France.

(1) À l'origine de 24 % des émissions liées à la consommation d'énergie dans le monde – Source : Commissariat général au développement durable, chiffres clés du climat, édition 2020, page 32.

(2) Notamment *via* les Contrats de Performance Énergétique (CPE) ou les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) en France.

(3) Ceux-ci peuvent choisir une pompe à chaleur en remplacement de leur chaudière fortement émettrice de CO_2, qu'elle soit au fioul ou au gaz.

(4) Activités du pôle Clients, Services et Territoires. Estimation EDF, incluant les économies de CO_2 liées principalement aux réseaux de chaleur et de froid, au développement du véhicule électrique et aux certificats d'économie d'énergie.

(5) 29,6 GW à fin 2020 sur un total de 120,5 GW en données consolidées. Le nucléaire représente quant à lui 71,2 GW.

(6) Y compris énergie marine.

(7) Aucune émission directe et émission ACV (analyse du cycle de vie) qu'il est possible d'estimer à 6 gCO_2/kWh (source Ademe).

EDF se prépare également aux reconversions liées aux arrêts d'exploitation, ambitionne d'être le *leader* en Europe de l'activité déconstruction d'actifs de production et développe l'économie circulaire.

- **Accompagner la transition énergétique en réduisant l'empreinte carbone passe par un développement ciblé des projets de production d'électricité à partir de gaz** pour répondre aux besoins de flexibilité et de transition énergétique.
- **EDF s'est engagé à mettre fin aux activités de production d'électricité à base de charbon du Groupe d'ici 2030**. En France, le Gouvernement a engagé, conformément à la SNBC [1], l'arrêt de l'activité de production d'électricité à partir de charbon d'ici fin 2022. EDF mène en complément une politique d'innovation soutenue, en investissant dans les bioénergies et les technologies innovantes de captation carbone.

  Le groupe EDF produit une des électricités les moins carbonées au monde. Afin de maintenir son leadership, le groupe EDF a pris en 2020 de nouveaux engagements de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 qui ont été validés par l'organisation *Science Based Targets Initiatives* comme allant au-delà de l'ambition 2 °C de l'Accord de Paris. Pour la première fois, le groupe EDF s'est fixé des objectifs couvrant non seulement ses émissions directes mais également ses émissions indirectes afin de se mettre sur une trajectoire d'atteinte de la neutralité carbone sur l'ensemble de son empreinte carbone d'ici 2050. En 2030, le groupe EDF vise ainsi une diminution des émissions directes de 50 % par rapport au niveau des émissions de 2017 et une réduction des émissions du scope 3 de 28 % par rapport à 2019 (voir la section 3.1 « Neutralité carbone et climat »).

1.3.2.3 Acteur international de la transition énergétique

Face aux enjeux démographiques, d'urbanisation et de pollution atmosphérique, de nombreux pays sont en quête de solutions pour inverser la tendance. Présent sur 4 continents, EDF accompagne ce mouvement de transition énergétique en exportant son savoir-faire dans le nucléaire, les énergies renouvelables et les services énergétiques.

À l'international, véritable terrain d'innovation, EDF veut tripler ses activités (*vs* 2015), en développant de manière ciblée les actifs de production d'énergies renouvelables, nucléaire et gaz contribuant à la transition énergétique des pays.

Ainsi d'ici 2030, le groupe EDF a pour ambition de ne plus avoir d'actifs charbon dans le monde et de contribuer largement au développement des capacités installées renouvelables avec une cible située entre 25-30 GW nets de renouvelables dont 1,5 à 2 GW nets d'hydraulique[2] .

Sur les activités nouvelles EDF vise un portefeuille de 1 million de kits *off-grid* en 2030 et poursuit le développement de nouveaux marchés tels que les micro-grids, *smart grid*, stockage, hydrogène, mobilité, *smart cities*… et renforce ses positions dans les activités de services d'efficacité énergétique, de réseaux et les prestations d'ingénierie.

Sur le plan géographique, EDF veut conforter son ancrage en Europe en particulier sur les pays cœur (Royaume-Uni, Italie, Belgique) et consolider ses positions en Chine et en Amérique du Nord. EDF veut être un acteur de référence dans un nombre limité de pays prioritaires en Amérique du Sud, Asie et Afrique – Moyen Orient, *via* une présence multi-métiers significative pour accompagner de manière coordonnée la transition énergétique de ces pays cibles.

Le groupe EDF investit massivement dans la transition énergétique avec environ 15,5 milliards d'euros d'investissements annuels dans les domaines décarbonés : nucléaire, hydraulique, solaire, éolien, réseaux distribuant une électricité décarbonée, services d'efficacité énergétique, compteurs communicants, hydrogène… avec une exigence de performance financière de ses investissements. Ces domaines représentent environ 94 % des investissements bruts opérationnels du Groupe en 2020. Localisés pour environ les trois quarts en France, ils pourront en outre constituer un des moteurs de la relance post-Covid.

Sur l'ensemble des pays où il intervient, le groupe EDF met en œuvre une stratégie d'adaptation de ses activités aux impacts du changement climatique. Il travaille à rendre ses installations existantes résilientes à l'augmentation des événements climatiques extrêmes, comme les canicules, sécheresses, tempêtes et inondations. D'autre part, le groupe EDF intègre l'évolution du climat sur le long terme (comme la température moyenne et le niveau des mers) dans la conception de ses nouvelles installations, en particulier celles ayant des durées de vie supérieures à 40 ans comme les ouvrages hydrauliques et nucléaires (voir la section 3.1.2 « stratégie d'adaptation au changement climatique »).

1.3.2.4 Des priorités stratégiques soutenues par 4 plans et un programme de transformation, en cohérence avec la raison d'être du Groupe et son modèle d'affaires

- Ces orientations sont soutenues par **les 4 plans suivants** et un programme de travail stratégique [3] :

LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

Avec **le plan mobilité électrique** lancé en octobre 2018, EDF vise 30 % de parts de marché en 2023 dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques sur ses quatre plus grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). D'ici 2023, le groupe EDF prévoit de déployer 150 000 points de charge et d'exploiter 10 000 points de *smart charging*. Enfin, pour sa propre flotte de véhicules légers, EDF déploie le programme EV100 [4] et convertit progressivement ses véhicules thermiques en véhicules électriques avec un objectif de 100 % en 2030.

LE PLAN stockage électrique

Avec **le plan stockage** lancé en 2018, EDF prévoit de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035, pour porter la capacité de stockage du Groupe à cet horizon à 15 GW. D'ici 2030, EDF a l'ambition de développer un portefeuille de 1 million de kits off-grid. Le *stockage* est clé pour stabiliser la fréquence sur le réseau, favoriser l'insertion des énergies renouvelables et piloter des micro-réseaux dans les zones non interconnectées. Il sera développé au travers de stations de transfert d'énergie par pompage, ainsi que par des giga-batteries.

LEPLANSOLAIRE

Avec **le plan solaire**, lancé en 2017, EDF ambitionne de devenir le *leader* du solaire photovoltaïque en France avec 30 % de parts de marché[5] du secteur d'ici 2035.

LE PLAN excell Excellence nucléaire

Avec **le plan excell**, annoncé en décembre 2019 et lancé au printemps 2020, EDF met en œuvre les conditions nécessaires pour permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence afin d'être au rendez-vous des projets nucléaires. Il s'agit d'un enjeu majeur car le nucléaire, énergie bas carbone, doit continuer de jouer pleinement son rôle dans la lutte contre le réchauffement climatique. En 2020, 10 projets de transformation ont été conduits et ont permis de mettre en œuvre les engagements pris en décembre 2019 et de

(1) Introduite par la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte (LTECV), La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable. Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 2050 et fixe des objectifs à court-moyen termes : les budgets carbone. Elle a deux ambitions : atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et réduire l'empreinte carbone de la consommation des Français. Les décideurs publics, à l'échelle nationale comme territoriale, doivent la prendre en compte.

(2) Hors pays prioritaires en Europe : France, Italie, Royaume-Uni et Belgique.

(3) Le programme de travail stratégique se décline en une vingtaine de chantiers, pilotés au niveau du Comité exécutif, concrétisant chacune des trois priorités stratégiques.

(4) EV100 est une initiative mondiale née à New York lors de la Climate Week NYC en septembre 2017. Elle vise à fédérer les grands groupes engagés autour du développement de la mobilité électrique et de sa généralisation d'ici 2030.

(5) Parts de marché exprimées en capacités brutes installées.

prendre 25 nouveaux engagements pour mi-2021 [1] (voir également la section 1.4.1.1.1 « le plan excell »).

- **La stratégie CAP 2030 se fonde sur le modèle d'affaires du groupe EDF**. Il repose sur la maîtrise industrielle et l'intégration d'un ensemble d'activités et de compétences : production très bas carbone grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, distribution d'électricité grâce à l'exploitation et l'amélioration du réseau et offres de solutions et services aux clients. L'ensemble de ces activités permet de positionner le groupe EDF comme leader de la transition énergétique vers le « zéro » carbone :
  - la pérennisation d'un parc nucléaire particulièrement compétitif, le *leadership* dans l'hydraulique et dans le développement des énergies renouvelables matures (éolien et solaire), les investissements dans des technologies innovantes, comme par exemple dans le domaine du stockage, permettent de répondre dans la durée, à tout instant et au meilleur coût, au défi d'un mix énergétique de plus en plus décarboné ;
  - les investissements dans les réseaux électriques sont indispensables au développement des énergies renouvelables et à l'électrification des usages ;
  - le portefeuille clients et l'ancrage territorial sont des atouts précieux pour la mise en œuvre effective des usages décarbonés de l'énergie et des solutions d'efficacité énergétique qui permettent de faciliter des comportements plus vertueux.

Cette complémentarité des métiers illustre la pertinence du modèle du groupe EDF, présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie décarbonée.

La stratégie d'EDF portée par CAP 2030 se fonde sur ce modèle d'affaires, tourné vers la performance économique et environnementale, en s'appuyant sur des métiers tournés vers la transition énergétique, la R&D [2] et l'innovation. Elle repose sur une ambition humaine forte et sur l'engagement des salariés, appelés à maintenir la performance opérationnelle tout en adaptant les activités, compétences et modes de travail.

1.3.2.5 La transformation du Groupe

Santé et sécurité, numérique et nouveaux modes de travail, responsabilité et simplification, compétences, modèle de reconnaissance sont les cinq leviers majeurs de la transformation du Groupe.

Pour répondre aux enjeux de l'entreprise et aux nouvelles attentes des clients, des salariés et de toutes les parties prenantes, le Groupe fait évoluer ses pratiques managériales à travers la responsabilisation des équipes et la simplification de ses organisations et de ses modes de fonctionnement, comme l'illustrent de nombreux exemples concrets depuis 2016 (introduction du forfait-jours pour les cadres, dynamisation des parcours professionnels et promotion de la mobilité interne et des formations promotionnelles, rationalisation et simplification des politiques du Groupe, etc.) ainsi que d'autres exemples plus récents comme la signature électronique, d'abord appliquée à la signature des marchés puis étendue à de nombreux autres usages, ou la simplification du reporting financier et non financier.

En 2018, EDF a également signé un nouvel accord mondial de responsabilité sociétale (« accord RSE ») qui portait des avancées en faveur de la diversité ainsi qu'au bénéfice des salariés du Groupe. En 2019, c'est un nouveau schéma de dialogue social qui a été repensé, simplifié et mis en place, en conformité avec le nouveau cadre légal (voir la section 3.5.2.4 « Dialogue social »). En 2020, le Groupe a notamment revu son dispositif d'accompagnement à la mobilité interne et déployé une nouvelle ambition de *leadership* (voir la section 3.3.3.6 « Développement des compétences ») qui accompagne la transformation managériale.

La démarche de transformation s'appuie notamment sur des dispositifs d'animation de réseaux d'acteurs dans la continuité de « Parlons Énergie », démarche d'intelligence collective initiée au premier semestre 2018 pour mobiliser l'intelligence des salariés d'EDF dans la construction des perspectives à moyen et long terme du Groupe (voir la section 3.4.1.1 « Engagement en matière de dialogue et concertation autour des projets »).

Le groupe EDF a, depuis plusieurs années, porté l'enjeu de l'innovation et de la transformation numérique à un niveau stratégique et revu en profondeur organisation et formation internes. La transformation numérique concerne les salariés et les modes de fonctionnement internes, ainsi que la relation clients, la gestion et la conception des actifs industriels.

L'année 2019 a par exemple vu la création d'une académie interne dédiée aux nouveaux métiers du numérique et, en 2020, le centre des usages a permis d'accélérer le déploiement des outils et des usages numériques pour renforcer la collaboration dans l'entreprise et faciliter le travail à distance rendu massif par le contexte sanitaire.

Le Groupe adresse les innovations technologiques au travers d'équipes multi-métiers chargées de thématiques transverses comme l'Intelligence Artificielle, la *blockchain*, l'Internet des objets (IoT) ou encore la 5G.

Sur le champ de la donnée, en 2018, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion de la donnée et a mis en place une usine *data analytics* pour la production électrique nucléaire, thermique et renouvelable, avec la mise en commun de compétences. En 2019, cette usine a élargi son périmètre. Une deuxième usine a vu le jour pour les données tertiaires (immobilier, achat…) et le Groupe s'est doté, en 2020, d'une Ambition IA pour accélérer dans le domaine. EDF a également ouvert une plateforme d'*open data* à l'occasion de son évènement vitrine de l'innovation les *Electric Days*, tenus sous une forme digitale en raison de la situation sanitaire.

Il s'est aussi engagé en signant la charte Numérique Responsable de l'Institut du Numérique Responsable.

Le groupe EDF est également membre fondateur de Gaia-X [3], initiative en faveur de l'émergence d'un *cloud* de confiance Européen.

La recherche de performance a toujours été une priorité pour le groupe EDF. Le contexte économique et financier actuel accroît encore cette exigence. Le Groupe renforce ainsi la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement.

L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (filières supports, entités opérationnelles, etc.) et produit des résultats sur le plan de la réduction des charges opérationnelles, de l'optimisation du besoin en fonds de roulement, de l'amélioration du pilotage (pilotage par le cash, communauté pilotage de projets, pilotage de la cyber…), avec pour ambition continue de renforcer la compétitivité des activités support et de donner aux métiers des leviers de performance.

Dans le domaine du nucléaire, l'année 2020 est marquée par le déploiement du « plan excell » visant à renforcer la qualité industrielle, les compétences ainsi que la gouvernance des grands projets nucléaires (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).

Enfin, dans le but de tirer tous les enseignements de la crise Covid, des démarches d'expérimentation ont été également lancées au deuxième semestre (voir la section 3.3.1.3.4 « Bien-être, organisation et temps de travail ») afin de pérenniser les nouvelles approches managériales et organisations du travail mises en œuvre pendant le confinement.

1.3.3 Stratégie et organisation

Dans le cadre de la stratégie CAP 2030, et en cohérence avec les orientations retenues par les autorités françaises dans la PPE, le groupe EDF est mobilisé pour porter les enjeux de la transition énergétique dans toutes ses dimensions et les territoires dans lesquelles il est implanté.

Cette ambition requiert une réforme en profondeur des conditions de rémunération des actifs nucléaires en France. C'est dans ce contexte que le gouvernement a engagé une réflexion sur la mise en place d'un nouveau cadre de régulation en remplacement de l'ARENH (voir la section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques – 1B Évolution du cadre réglementaire ») et demandé à la Direction Générale du Groupe de réfléchir à une nouvelle organisation dans le cadre de cette réforme.

Cette éventuelle évolution de l'organisation du Groupe, qui n'est envisagée que sous réserve de l'aboutissement des projets de réforme du cadre de régulation, pourrait conduire à filialiser notamment les activités aval et de services dans une structure (appelée « VERT »). VERT serait également amené à porter les activités renouvelables et les activités de distribution du Groupe notamment par la détention des titres d'EDF Renouvelables et d'Enedis. Le capital de VERT resterait majoritairement détenu et contrôlé par la maison-mère (appelée « BLEU ») et serait de façon minoritaire introduit sur le marché. BLEU serait majoritairement détenu par l'État et porterait l'ensemble des activités nucléaires et thermiques. Des réflexions sont également en cours concernant l'organisation de l'activité hydraulique d'EDF.

À ce jour, le projet de réorganisation et le cadre de régulation (projet « HERCULE ») font toujours l'objet de discussions entre l'État français et la Commission européenne. Il n'est pas possible à ce jour de préjuger de l'issue des discussions. En tout état de cause, le Groupe veillera à ce que la mise en œuvre du projet HERCULE maintienne l'intégration du groupe EDF et s'accompagne notamment d'une gouvernance garantissant un tel fonctionnement intégré.

(1) Voir le communiqué de presse du 15 octobre 2020 « EDF présente un premier point d'étape du plan excell, le plan d'excellence de la filière nucléaire ».

(2) Avec 2 663 collaborateurs dans le monde, plus de 300 partenariats académiques et industriels dans le monde noués notamment avec EDF R&D et 716 innovations brevetées à fin 2020, la R&D du groupe EDF est entièrement tournée vers les enjeux de la transition énergétique.

(3) GAIA-X – European Association for Data and Cloud.

1.4 Description des activités du Groupe

1.4.1 Activités de production d'électricité

Dans un contexte où les usages de l'électricité sont appelés à augmenter, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde, parmi les moins émetteurs de CO_2, grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Le Groupe entend accélérer fortement le développement des énergies renouvelables, en France et dans le monde, avec l'objectif d'atteindre 60 GW nets en 2030, tout en s'appuyant sur son socle nucléaire capable de moduler sa puissance pour s'adapter à la production des énergies renouvelables intermittentes. Le Groupe prépare également le nucléaire de demain avec l'EPR.

120,5 GW	**33,3 GW**	**90 %**
CAPACITÉ INSTALLÉE DANS LE MONDE (1)	CAPACITÉ RENOUVELABLE NETTE	PRODUCTION DÉCARBONÉE (2)

(1) Données consolidées.

(2) Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

En France continentale, les activités de production d'électricité sont partagées entre la Direction du Parc Nucléaire et Thermique et le pôle des Énergies Renouvelables. Outre ces deux directions, la Direction Ingénierie et Projet Nouveau Nucléaire est en charge des projets de développement des nouveaux moyens de production nucléaire du Groupe, en France comme à l'étranger.

Les atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille aval d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas :
  - l'hydraulique au fil de l'eau est utilisée en production de base,
  - le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base,
  - l'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) complété par des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (1) (STEP) et le parc thermique sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé de 56 réacteurs en France (après l'arrêt définitif des deux tranches de Fessenheim) et de 15 réacteurs en Grande-Bretagne ;
- la construction de réacteurs de type EPR dans le monde et l'exploitation de 2 EPR en Chine ;
- une maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire : conception, exploitation et déconstruction, et la mise en œuvre d'actions visant à améliorer les performances techniques des centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à 90 % sans émission de CO_2 (2) grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

Composition et caractéristiques du parc installé

Parc d'EDF en France continentale

Avec une puissance installée totale de 87,01 GW en France continentale (3) au 31 décembre 2020, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 7,5 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe (4).

En 2020, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 382,8 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 389 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2020 de :

- 56 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP), de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 500 MW, avec une moyenne d'âge de 35 ans (voir la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France ») ;
- 20 tranches thermiques en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 22 ans (voir la section 1.4.1.2 « Production thermique en France continentale ») ;
- 427 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 75 ans (5) (voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydraulique en France ») ;
- d'autres centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : ÉS, groupe SHEMA (100 %), CERGA et RKI (sur le Rhin, détenues à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) et les entités franco-suisses de Chatelôt et Emosson qui représentent un total d'environ 142 MW de capacité installée en 2020.

(1) EDF exploite 5 GW de STEP en France et son ingénierie est référencée à hauteur de 30 GW à l'international (ex : Israël, Chili).

(2) Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

(3) EDF hors Corse et Outre-mer.

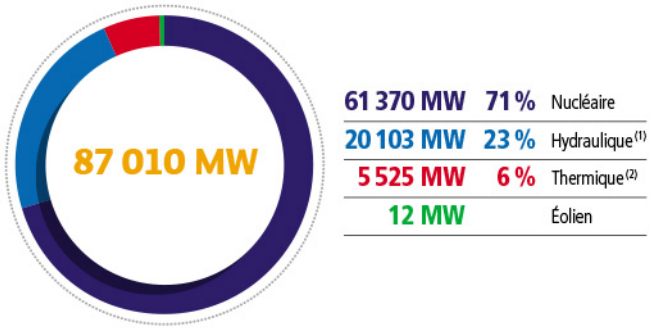
(4) Soit les 35 pays membres d'ENTSO-E – European Network Transmission System Operators for Electricity – qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne. Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2018, les statistiques des années 2019 et 2020 n'étant pas disponibles.

(5) Moyenne arithmétique.

Capacité installée et production en France continentale - 2020

Capacité installée

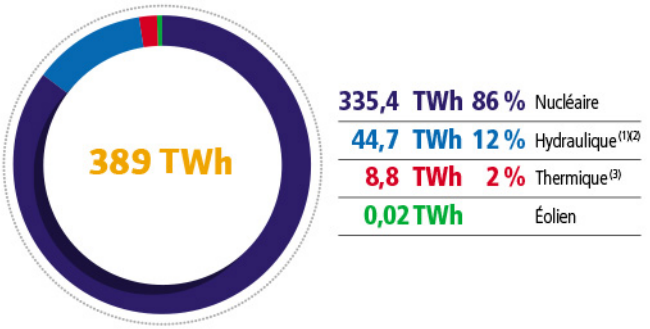
En MW



Exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.
(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2020, y compris énergie marine : 240 MW.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 567 MW en 2020.

Production d'électricité

En TWh



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2020.
(2) Production pompage compris.
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,4 TWh en 2020.
NB : les valeurs sont arrondies.

Autres zones géographiques et filiales

À fin 2020, le Groupe dispose également d'une capacité installée de production électrique de 33,5 GW pour une production d'électricité de 112,9 TWh *via* les entités suivantes :

	Capacité installée *(en GW)*	**Production d'électricité** *(en TWh)*
EDF Renouvelables (1)	6,3	15,4
SEI et PEI (2)	2	5,7
EDF Energy (3)	12,2	51,7
Edison (4)	6,4	18,8
Reste du monde (5)	4,4	17,4
Dalkia (6)	2,2	3,9
TOTAL	**33,5**	**112,9**

(1) Voir section 1.4.1.5.4.
(2) Voir section 1.4.4.3.
(3) Voir section 1.4.5.1.
(4) y compris hors marché italien. Voir section 1.4.5.2.
(5) Voir section 1.4.5.3.
(6) Voir section 1.4.6.1.1.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

1.4.1.1.1 Le plan excell

Le plan excell vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets actuels et à venir en France, au Royaume-Uni et ailleurs dans le monde. Le plan excell bénéficie également aux programmes du parc nucléaire existant notamment au Grand Carénage et aux opérations de maintenance associées. En octobre 2020, le groupe EDF et la filière nucléaire ont pris 25 nouveaux engagements à tenir d'ici mi-2021, répartis en 5 axes de travail prioritaire :

- une gouvernance projet au meilleur état de l'art, avec notamment la mise en place d'un contrôle des grands projets nouveau nucléaire pour garantir la maturité de chaque passage de jalons ;
- une montée en compétences de la filière nucléaire française et notamment des 21 000 professionnels qui la rejoignent entre 2019 et 2022, avec l'aide de « France Relance » ;
- la fabrication et la construction garanties conformes du premier coup : à l'image du plan *excell in quality* mis en œuvre au sein de l'entreprise Framatome, toutes les usines de la filière déploieront un plan excell pour viser le « zéro défaut » ;
- une relation fournisseurs fondée sur des contrats plus simples et intéressés aux résultats : les actions sont engagées avec « France Relance » pour consolider la filière ;
- le renforcement de la qualité et de la sûreté par la standardisation et la réplication de manière à sécuriser les coûts et les délais.

Compte-tenu des enjeux spécifiques en matière de compétences et de qualité, un plan soudage a été créé. Il permet d'accompagner la formation et la qualification des soudeurs qui interviendront sur les chantiers de la filière nucléaire.

Voir aussi la section 3.4.3.1 « Adaptation des compétences (Plan excell) ».

1.4.1.1.2 Production nucléaire d'électricité en France

La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2020 constitue 87,6 % de sa production totale d'électricité (nette de la consommation liée au pompage hydraulique).

1.4.1.1.2.1 Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 32 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 29 010 MW) d'un âge moyen de 38 ans ;
- le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 32 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 20 ans, composé de 4 tranches en exploitation (soit une puissance totale de 5 990 MW).

Soit un ensemble de 56 tranches, réparties sur 18 sites (après la mise à l'arrêt définitif en 2020 des deux tranches 900 MW de Fessenheim), propriétés d'EDF, et constituant une puissance totale autorisée de 61 370 MW au 31 décembre 2020. Avec un âge moyen d'environ 35 ans, le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches à fin 2020 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Bugey 2	1979	2010	*VD4	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 3	1979	2013	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD4
Bugey 4	1979	2011	VD4	Chinon B3	1987	2020	VD4
Bugey 5	1980	2011	VD4	Chinon B4	1988	2020	VD4
Dampierre 1	1980	2011	VD4	Paluel 1	1985	2016	VD4
Gravelines 1	1980	2011	VD4	Paluel 2	1985	2018	VD4
Gravelines 2	1980	2013	VD4	Paluel 3	1986	2017	VD4
Tricastin 1	1980	2019	VD5	Paluel 4	1986	2019	VD4
Tricastin 2	1980	2011	VD4	Saint-Alban 1	1986	2017	VD4
Dampierre 2	1981	2012	VD4	Flamanville 1	1986	2018	VD4
Dampierre 3	1981	2013	VD4	Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Dampierre 4	1981	2014	VD4	Flamanville 2	1987	2020	VD4
Tricastin 3	1981	2012	VD4	Cattenom 1	1987	2016	VD4
Tricastin 4	1981	2014	VD4	Cattenom 2	1988	2018	VD4
Gravelines 3	1981	2012	VD4	Nogent 1	1988	2019	VD4
Gravelines 4	1981	2014	VD4	Belleville 1	1988	2010	*VD3
Blayais 1	1981	2012	VD4	Belleville 2	1989	2019	VD4
Blayais 2	1983	2013	VD4	Nogent 2	1989	2020	VD3
Blayais 3	1983	2015	VD4	Penly 1	1990	2011	VD3
Blayais 4	1983	2015	VD4	Cattenom 3	1991	2011	VD3
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4	Golfech 1	1991	2012	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Chinon B1	1984	2013	VD4	Penly 2	1992	2014	VD3
Cruas 1	1984	2015	VD4	Golfech 2	1994	2014	VD3
Chinon B2	1984	2016	VD4	Chooz B1	2000	2020	VD3
Cruas 2	1984	2018	VD4	Chooz B2	2000	2019	VD3
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 6	1985	2018	VD4	Civaux 2	2002	2012	VD2

** La VD4 de Bugey 2 et la VD3 de Belleville 1 se sont achevées début 2021.*

À fin 2020, toutes les tranches de 900 MW en exploitation ont passé leur troisième visite décennale. Celles de Chinon B3 et Chinon B4 se sont achevées en 2020. En 2019, la première VD4 a été réalisée avec succès sur Tricastin 1. La seconde s'est déroulée en 2020 à Bugey 2 (elle s'est achevée en début d'année 2021).

Sur le palier 1 300 MW, 13 VD3 ont été réalisées, 1 VD3 est en cours de réalisation à fin 2020 (celle de Belleville 1, achevée en début d'année 2021), et 6 restent à réaliser.

Sur le palier N4, deux VD2 ont été réalisées, à Chooz 1 et Chooz 2 ; deux autres (à Civaux) restent à réaliser.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction. La centrale de Fessenheim a également été mise à l'arrêt en 2020 (voir la section 1.4.1.1.2.3 « La déconstruction des centrales nucléaires »).

Rappel réglementaire

Réglementation applicable aux INB (Installation Nucléaire de Base)

La création d'une INB est autorisée, au terme d'une procédure définie par le code de l'environnement, par un décret du Premier ministre, pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et sur rapport du ministre chargé de la sûreté nucléaire. L'autorisation de mise en service est quant à elle délivrée par l'ASN, au terme d'une procédure également définie par le code de l'environnement. La réglementation générale applicable aux installations nucléaires de base accorde notamment la priorité à la protection de la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement (dits « intérêts protégés »).

Les contrats d'allocation de production : EDF a développé, dans les années 1970-1980, une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF.

Au 31 décembre 2020, EDF compte dans son parc 10 tranches nucléaires en participation (à hauteur de 1 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [1] (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel [2] (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production est de mettre à disposition des partenaires – en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant effectivement en fonction de la part de la puissance qui leur est réservée. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc et assument les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production adossé à un parc de centrales (pour un total de l'ordre de 2 GW) pour lesquels EDF met à la disposition des partenaires une énergie définie par le niveau de la disponibilité de tout ou partie d'un parc de référence, appliqué à la part de puissance réservée aux partenaires sur les tranches concernées. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

L'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation [3]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » - « Les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire ».

Cycle de production et arrêts programmés

EDF doit concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermosensibilité, avec la disponibilité des ressources de maintenance et l'utilisation efficiente du combustible en réacteur. À cet effet, EDF a retenu pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois dont la répartition était la suivante à fin 2020 :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 4 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt, permettant de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance. Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement, d'une durée normative d'environ 40 jours. La principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf. Certains tests et quelques opérations de maintenance sont réalisés sur ce type d'arrêt ;
- la visite partielle, consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée normative [4] est de l'ordre de 85 jours.

Tous les dix ans, la centrale est arrêtée afin d'effectuer une visite décennale [5] (VD) pour une durée de l'ordre de 180 jours [6] en moyenne. Cette durée varie en fonction du programme de travaux et de maintenance, ainsi que du palier concerné.

Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- une épreuve hydraulique du circuit primaire, une épreuve d'étanchéité de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications liés aux réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement de gros composants.

À l'issue de chaque VD, il revient à l'ASN de donner son accord sur le redémarrage du réacteur et d'émettre éventuellement des prescriptions techniques.

Rappel réglementaire

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

L'ASN est une autorité administrative indépendante qui participe au contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection en France et à l'information du public dans ces domaines.

Son activité s'articule autour des missions principales suivantes :

- la contribution à l'élaboration de la réglementation, en donnant son avis au Gouvernement sur les projets de décret et d'arrêté ministériel et en prenant des décisions réglementaires à caractère technique ;
- l'instruction de l'ensemble des demandes d'autorisation individuelles des installations nucléaires de base (INB). Elle accorde les autorisations, à l'exception des autorisations majeures des INB telles que la création et le démantèlement ;
- le contrôle des installations qu'elle effectue à travers les inspections réglementaires sur site, programmées ou inopinées notamment à l'occasion des réexamens périodiques de conformité et de réévaluation de la sûreté, obligatoires pour la poursuite du fonctionnement de la centrale ;
- l'information du public sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France ;
- enfin, en cas de situation d'urgence, l'ASN contrôle les opérations de mise en sûreté de l'installation prises par l'exploitant. Elle informe le public de la situation et assiste le Gouvernement. En particulier, elle adresse aux autorités compétentes ses recommandations sur les mesures à prendre au titre de la sécurité civile.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de la consommation durant une année (été/hiver, jour/nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros, en raison d'interconnexions limitées aux frontières, conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre.

(1) Groupe Axpo.

(2) Groupe Engie.

(3) Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.

(4) Les durées normatives constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser. En février 2020, EDF a revu à la hausse ses durées prévisionnelles d'arrêts afin de prendre en compte la réalité industrielle constatée sur la période 2016-2019.

(5) En conformité avec l'article L.593-18 du code de l'environnement.

(6) Durée « normale » excluant les cas particuliers ou extrêmes.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 335,4 TWh en 2020, en baisse de 44,1 TWh par rapport à 2019.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français. Il se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale (cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [1] rapportée à l'énergie théorique maximale. Cette dernière notion correspond à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Le Kd est fonction de la durée des arrêts et est par conséquent impacté par les durées normatives et les programmes de travaux à réaliser ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, réglementaires et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 61,65 % en 2020, est légèrement en baisse par rapport à celui de 2019 (68,6 %). C'est la résultante d'un Kd de 71,9 %, en baisse par rapport à 2019 (74,0 %) et d'un Ku de 85,7 %, également en baisse par rapport à celui de 2019 (92,7 %).

La crise sanitaire liée à la Covid a eu des impacts sur la production nucléaire de 2020 mesurables et quantifiables dont le suivi peut être tracé dans les systèmes d'information. Ces impacts sont de différentes natures : arrêt ou suspension d'un chantier critique, modulation supplémentaire de la puissance des tranches, refonte de la programmation des arrêts…

En ce qui concerne les tranches en fonctionnement, les impacts sur les activités sont mesurables car les conséquences sur la production sont immédiates ou sur le court terme.

En revanche, sur les arrêts de tranches, en complément des impacts mesurables, la production est également impactée par des effets diffus et non directement quantifiables. Ces impacts diffus sont principalement de deux natures : ralentissement des activités (gestion des flux, mesures barrières, zone de congestion…) et diminution des ressources humaines disponibles (cas positifs, cas contact, mise au vert des équipes de secours…).

En synthèse, les impacts négatifs liés à la Covid sur la production 2020 sont estimés à environ 33 TWh. Au-delà des effets liés à la crise sanitaire, la diminution de la production en 2020 par rapport à 2019 est due notamment à l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim ainsi que :

- aux arrêts de Flamanville 2 (VD) et de Paluel 2 (Arrêt Simple Rechargement – ASR) qui se sont prolongés sur toute la campagne 2020 pour des raisons techniques majeures. La fin d'année 2020 et le début d'année 2021 auront été marqués par le retour de ces deux tranches sur le réseau respectivement le 14 décembre 2020 et le 17 janvier 2021 après des arrêts de 702 jours et 449 jours ;
- à un aléa technique notable sur une bâche commune de collecte des effluents radioactifs de Bugey 2 et 3 qui a entraîné la prolongation de la VD de Bugey 2 et l'arrêt de la tranche 3 (ainsi que la prolongation de son ASR) ;
- à des avaries exceptionnelles et des aléas dimensionnants (diesel Flamanville 1 à hauteur de 10 TWh, poste d'évacuation d'énergie Cattenom 1 à hauteur de 1,1 TWh).

Excepté la perte liée au fortuit de Flamanville 1, les pertes en fortuit « tranche en marche » connaissent leur meilleur résultat depuis 2016 (3,2 %).

Par ailleurs, des pertes de production ont été subies sur la centrale de Chooz en raison de l'étiage de la Meuse.

Sur les performances réalisées lors des arrêts de tranche, les résultats à fin d'année sont globalement équivalents à ceux de l'année précédente mais ils ont été atteints dans le contexte de la crise sanitaire depuis mars 2020 :

- le programme des arrêts de la campagne 2020 a connu des bouleversements notables du fait de la crise sanitaire nécessitant de grosses adaptations des programmes de travaux et des perturbations de la préparation ;
- certains arrêts ont connu des prolongations supérieures à 50 jours notamment les VP de Cattenom 2, Civaux 1, Cruas 3, Blayais 3, Gravelines 6, ainsi que la VD de Chinon B4. Ces arrêts, débutés pour certains pendant le premier confinement, ont pu connaître des aléas notables (sur un diesel pour Cattenom 2, sur une pompe ASG [2] sur Civaux 1 et sur un échangeur RRA [3] pour Chinon B4) ;
- la performance remarquable de la campagne 2020 revient à l'ASR de Dampierre 3 qui a été réalisé en 27,2 jours. Cette durée constitue la meilleure performance du parc depuis 2014. L'ASR de Tricastin 1 réalisé en 35,6 jours constitue également une performance notable. Concernant les arrêts plus lourds, les réussites de la VD de Nogent 2 et de la VP (Visite Partielle) de Tricastin 4 sont à souligner.

Il convient de noter que le plan d'actions mis en œuvre pour la sécurisation du passage de l'hiver a permis d'assurer un niveau de production suffisant pour les mois de l'hiver 2020/2021.

Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc nucléaire existant significativement au-delà de 40 ans, dans les meilleures conditions de sûreté nucléaire, de sécurité et de protection de l'environnement (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » - « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »), ce qui nécessite de poursuivre la réalisation d'un volume de travaux de maintenance important sur la période 2014-2025.

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima.

Ce programme industriel est déployé progressivement, dans le respect des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'ASN ainsi que des procédures spécifiques liées au fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Le montant initial du programme était de 55 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 60 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement[4] , recouvrant à la fois, sur le parc nucléaire existant, les investissements de maintenance courante et ceux nécessaires à l'extension de la durée de vie (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 900, VD3 1300).

Les travaux d'optimisation conduits ensuite (réduction et reports) ont permis de réviser à la baisse l'enveloppe initiale sur la période 2014-2025 à environ 45 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 48 milliards d'euros courants). Cette révision a été obtenue notamment grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues et des stratégies de remplacements de composants, et à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel, ce qui a permis le report de certaines dépenses. Il a également été tenu compte de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim en 2020.

(1) L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

(2) Alimentation auxiliaire de secours des GV.

(3) Circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt.

(4) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global, tel que présenté par la Cour des comptes, proche de 100 milliards d'euros pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros$_{2013}$. Au sein des 74,73 milliards d'euros$_{2013}$ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros$_{2013}$ sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes.

En 2020, EDF a réajusté le coût du programme « Grand Carénage » sur la période 2014-2025 à 49,4 milliards d'euros courants [1]. Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021. Il s'agit d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022 [2].

Au sein de ce programme, les projets de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivent.

À fin 2020 :

- le programme de rénovation des stators d'alternateurs est terminé (49 tranches rénovées) ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit : 144 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés, soit 83 % du programme ;
- 27 tranches du palier 900 MW sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur.

Par ailleurs, au 31 décembre 2020, 55 Diesel d'Ultime Secours sur 56 ont été mis en exploitation. Le 56ème (celui de Paluel 1) a été mis en service en février 2021.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025 à l'occasion des différentes visites décennales. Les dépenses d'investissement resteront donc élevées au-delà de 2025.

1.4.1.1.2.2 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

Le respect de l'environnement

La démarche environnementale d'EDF a été initiée en 2002 sur quelques sites puis a été étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire, Elle s'appuie sur un système de *management* environnemental certifié ISO 14001 (SME) (voir section 3.5.2.5.2 « Système de *management* de l'environnement »).

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » - « le cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et « la déconstruction des centrales nucléaires ».

Une démarche de sûreté nucléaire constante

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire. Dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), EDF réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé, de l'homme et de l'environnement notamment par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques et inconvénients qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe pour anticiper la survenue de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences. Dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et entraîner à tout type de situation.

Rappel réglementaire

La transparence en matière nucléaire

Le code de l'environnement comporte des dispositions spécifiques sur le droit à l'information dans le domaine nucléaire visant à garantir le droit du public à une information fiable et accessible. En particulier, l'exploitant d'une INB est tenu de déclarer, dans les meilleurs délais, à l'ASN et à l'autorité administrative compétente, les accidents ou incidents survenus du fait du fonctionnement de cette installation qui sont de nature à porter une atteinte significative aux intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement à savoir la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement.

De plus, il existe également des instances qui concourent à la transparence en matière nucléaire comme notamment le Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (HCTISN) ainsi que les commissions locales d'information instituées auprès de tout site comprenant une ou plusieurs INB.

Le dispositif de contrôle

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes.

- À titre d'exemple, EDF réalise tous les quatre ans, pour chaque unité nucléaire, des évaluations globales d'excellence qui se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, mène des échanges avec les salariés du nucléaire qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la Direction de l'entreprise des actions de progrès. Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur (nombre divisé par quatre en une vingtaine d'années). En 2020, ils se sont élevés à 14 sur l'ensemble du parc (nouveau record historique).
- À l'échelon national, le contrôle de la sûreté est assuré par l'ASN *via* :
  - des inspections programmées ou inopinées menées par l'ASN, soit environ 450 en 2020 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF ;
  - un processus de réexamen périodique (décennal) afin de renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires au regard des règles qui lui sont applicables. Il vise aussi à actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts (environnement et santé de la population). Pour ce faire, il tient compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. Les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en contrôle le respect. EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre, après approbation de l'ASN (voir section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France »). Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales (voir la section 1.4.1.1.2.3 « les enjeux du nucléaire » « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).
- À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :
  - les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En 2020, aucune OSART n'a eu lieu suite à la décision de l'AIEA de reporter celle de Paluel en septembre 2021 compte tenu de la crise sanitaire liée à la Covid 19 ;
  - les visites internationales « revues de pairs » (*peer reviews*) menées par la WANO (World Association of Nuclear Operators) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. En 2020, il y a eu 2 missions de *Follow Up* [3] (Corporate DPN et Civaux) et 4 *peer reviews* (Saint-Laurent, Gravelines, Penly, Golfech).

(1) Voir le communiqué de presse du 29 octobre 2020 « EDF réajuste le coût du programme Grand Carénage ».

(2) Ceci n'intègre donc pas de nouvelles mesures éventuelles de confinement ou autres mesures restrictives sur l'activité.

(3) Les missions de *follow-up* sont des missions de suivi des recommandations émises dans le cadre des missions de revues par les pairs (et inscrites dans un rapport de mission).

Le dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire, élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention, élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation etc.) ou interne (incendie etc.). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la Direction de l'ASN, et impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. En 2020, 10 exercices d'ampleur nationale ont été organisés dont 2 en appui des exploitants CGN (Chine) et ESKOM (RSA).

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Il peut être projeté sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six tranches d'un même site.

Les événements significatifs dans le domaine de la sûreté

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages. Elle fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN. Les événements sont classés sur une échelle à sept niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance appelée échelle INES [(1)]. Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont nommés « événements de niveau 0 ». Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires), ou au-delà, n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

Comme en 2019, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer en France en 2020. La Division Production Nucléaire d'EDF en France a déclaré en France 736 événements significatifs pour la sûreté (ESS), en amélioration par rapport aux 762 ESS de 2019. Un seul ESS de niveau 2, à comparer aux 3 de 2019, et 83 ESS niveau 1, contre 86 en 2019, ont été déclarés.

Le nombre d'arrêts automatiques de réacteurs (AAR) est en amélioration très sensible et atteint 0,24 AAR sur 12 mois glissants par réacteur (0,53 en 2019 ; 0,31 en 2018 ; 0,38 en 2017).

Les résultats 2020 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et sont disponibles sur Internet.

La radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans.

En 2020, la dose collective moyenne est de 0,61 homme-sievert par réacteur. La dose individuelle moyenne (EDF plus prestataires) reste inférieure à 1 mSv (0,91 mSv).
La dose horaire sur l'année a été stable, et reste la 2e valeur la plus basse atteinte sur le parc avec 5,45 µSv par heure travaillée en zone contrôlée.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective parallèlement à un volume de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation en augmentation. EDF souhaite en outre continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire, fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier. Ainsi, tout au long de l'année 2020, et sur 12 mois glissants, aucun intervenant (salariés d'EDF et des entreprises prestataires) n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

Rappel réglementaire

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger.

La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du code de la santé publique. L'article R. 1333-11 du code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés.

1.4.1.1.2.3 Les enjeux du nucléaire

A - Les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement.

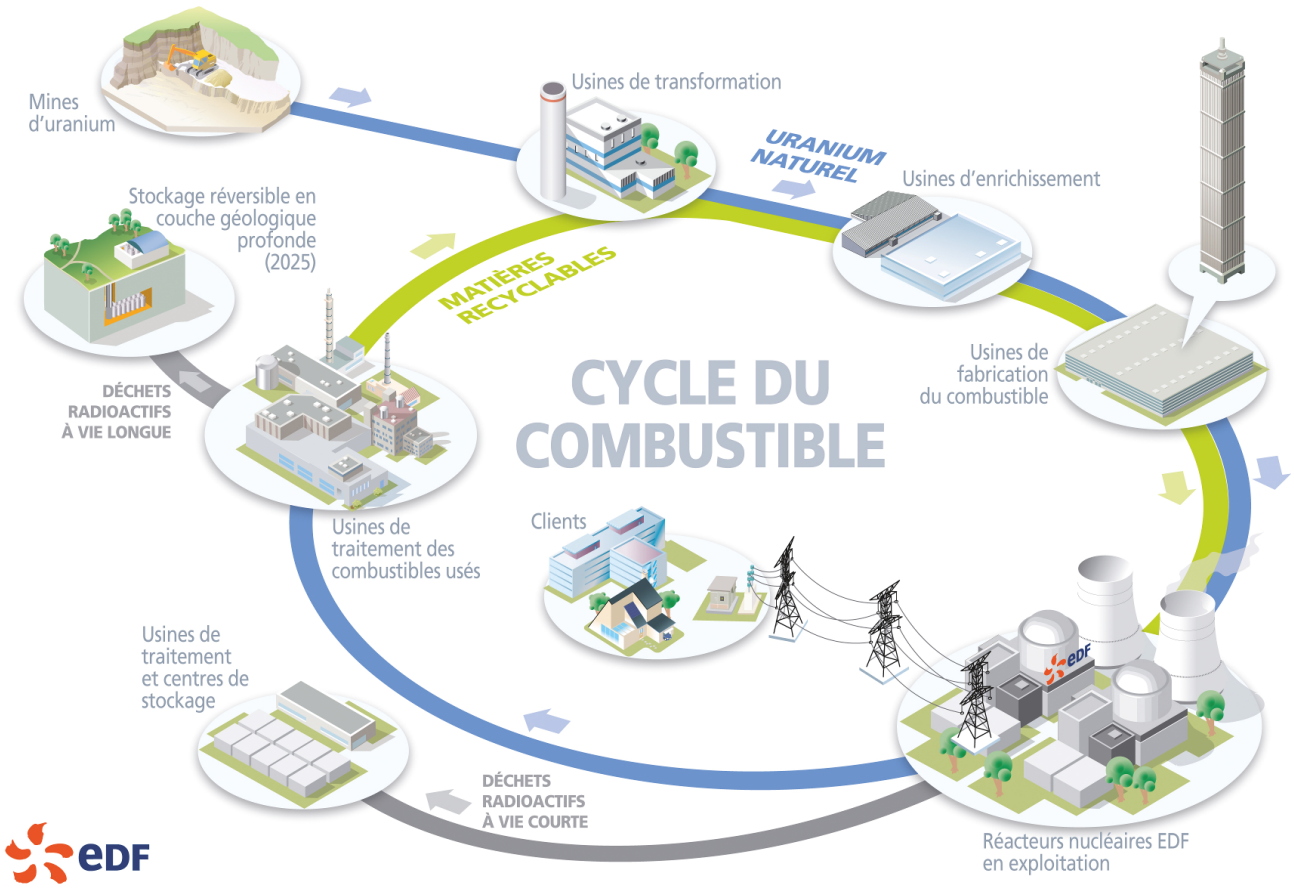
Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle comprend l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement. Le combustible séjourne entre quatre et cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle pour le parc de réacteurs en France comprend l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U3O8). Les transformations en produits plus élaborés sont confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication). EDF assure les opérations de cœur de cycle et est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

(1) *International Nuclear Event Scale*.

Étapes du cycle du combustible nucléaire en France



L'amont du cycle

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin).

Orano constitue, à ce titre, un fournisseur important (voir section 2.2.4 « Performance opérationnelle – 4E Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles »).

L'approvisionnement en uranium naturel

Les approvisionnements en uranium d'EDF sont assurés à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, d'une durée pouvant atteindre 20 ans. Les formules d'indexation des contrats du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché) et sont généralement limitées par des prix planchers et plafonds. De ce fait, les effets des variations des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués. Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couverture du risque de change sur ses approvisionnements en uranium.

EDF est attentif à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière afin de contribuer à une démarche globale de progrès dans ce secteur. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec la WNA (*World Nuclear Association*) (voir la section 3.4.2.3.3 « Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon »).

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par Orano en France, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

EDF couvre ses besoins en services d'enrichissement auprès des grands enrichisseurs mondiaux : Orano (France), Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie), sur la base de contrats à prix majoritairement fixes.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière, constituée dès les années 1990, permet de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. La filière a été suspendue en 2013, dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante, avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs en 2018. Dans l'attente de la reprise effective de la filière, l'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable.

La fabrication des assemblages de combustible

EDF se fournit en assemblages de combustible soit en interne au travers de sa filiale Framatome, soit en externe, le fournisseur externe principal étant Westinghouse.

Les premiers assemblages de combustible ont été livrés pour le réacteur EPR de Flamanville 3 en 2020 et les livraisons se poursuivront en 2021.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point (Royaume-Uni)

EDF a signé avec Orano et Framatome, en septembre 2016, des contrats de fourniture d'uranium, de services de conversion et d'enrichissement ainsi que de fabrication d'assemblages en vue de l'alimentation en combustible des réacteurs d'Hinkley Point C.

L'aval du cycle

Rappel règlementaire

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets associés sans transfert possible ni limitation dans le temps en sa qualité de producteur desdits déchets. Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'ANDRA est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes, conformément aux orientations définies par la loi codifiée du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

La gestion des déchets, qu'ils soient radioactifs ou non, est encadrée par les articles L.541.1 et suivants du code de l'environnement.

En matière de cycle du combustible, la stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables, et notamment du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (principe de « l'égalité des flux »). Les capacités de recyclage des tranches nucléaires du parc français conduisent à traiter environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an.

En complément, dans le cadre de l'anticipation des besoins en entreposage du parc de production nucléaire, EDF travaille actuellement sur la conception d'une piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité. Elle permettra notamment l'entreposage long terme (pour une durée de l'ordre de 100 ans) des combustibles MOX et URE usés venant des REP et des assemblages du réacteur à neutrons rapides « Superphénix » entreposés dans l'APEC (piscine d'entreposage de combustible de la centrale de Creys-Malville), dans l'attente d'un multi-recyclage dans les réacteurs à eau sous pression de 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV ». Le Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs 2016-2018 avait identifié le besoin de capacités complémentaires d'entreposage de combustible usé à l'horizon 2030 et avait demandé en conséquence à EDF de déposer une demande d'autorisation de création (DAC) d'ici 2020.

En prévision de la 5e édition du PNGMDR (Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs), la Commission nationale du débat public a organisé un débat qui s'est déroulé du 17 avril au 25 septembre 2019. La prise en compte de la réalisation de ce débat public et des débats associés a conduit EDF à décaler son calendrier de dépôt d'une DAC. Le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, maîtres d'ouvrage du PNGMDR ont, suite à ce débat, publié leurs conclusions sous forme de décision du 21 février 2020 en actant notamment « *la poursuite des travaux liés à la mise en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage centralisées sous eau* » et « *l'évolution du cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité (TFA)* ».

Dans le cadre de l'élaboration de cette 5e édition, le ministère de la Transition écologique a lancé le 21 septembre 2020 une concertation post-débat public jusqu'au 8 mars 2021 sous l'égide de garants indépendants nommés par la Commission nationale du débat public.

Par ailleurs, le ministère de la Transition écologique a lancé une consultation publique du 4 janvier au 4 février 2021 concernant des modifications réglementaires applicables à la gestion des déchets TFA, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas des déchets radioactifs métalliques de très faible activité.

Suite à l'instruction favorable du dossier d'options de sûreté (DOS) et de l'avis rendu par l'ASN le 23 juillet 2019, EDF dispose aujourd'hui des fondements requis pour poursuivre son projet, proposer un site d'implantation et engager le processus de concertation publique associé. À l'issue de cette concertation, EDF pourra déposer la DAC de l'installation. Les travaux conduits sur le site d'implantation amènent EDF à privilégier aujourd'hui une implantation à La Hague (Manche), à proximité du site industriel Orano. EDF prévoit de poursuivre son projet en saisissant la Commission nationale du débat public début 2021, pour être en mesure d'effectuer le dépôt de la DAC avant fin 2022 et la mise en service de l'installation en 2034.

Concernant plus globalement le PNGMDR, un groupe de travail pluraliste (« commission d'orientation ») chargé de définir les orientations sur les principaux thèmes du prochain plan a été constitué en 2020. Au travail sur ces orientations est associée une concertation post-débat public.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales, puis dans celles de l'usine de traitement d'Orano à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur une échelle de temps séculaire. Une dizaine d'années après leur déchargement du réacteur, les combustibles usés à l'uranium naturel enrichi sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. EDF et Orano ont signé en février 2016 un contrat d'application couvrant la période 2016-2023 ainsi que les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

Le stockage des déchets ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (Haute Activité) aux déchets TFA (Très Faible Activité) en passant par les déchets FA (Faible Activité) et MA (Moyenne Activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période d'activité dépasse 31 ans.

Déchets de Haute Activité à Vie longue (HAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL, qui assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Les déchets sont ensuite entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. À titre d'illustration l'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel, représenterait un volume d'environ 9 300 mètres cubes (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère donc environ 3 mètres cubes de déchets HAVL).

Déchets de Moyenne Activité à Vie longue (MAVL)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Des déchets MAVL sont aussi issus de certaines opérations d'exploitation, de maintenance et du démantèlement. À titre d'illustration, le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement des installations arrêtées, dont les réacteurs Uranium Naturel – Graphite-Gaz et ceux issus du parc REP actuel en prenant en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales et les opérations de démantèlement, représenterait environ 37 000 mètres cubes. En comparaison aux déchets HAVL, ils dégagent moins de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide sans refroidissement.

Les déchets HAVL et MAVL issus du retraitement du combustible usé sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques dédiées dans l'attente d'une mise en œuvre du stockage en couche géologique profonde, tel qu'il est actuellement envisagé dans le projet du Centre industriel de stockage géologique (Cigéo) de l'ANDRA. Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HAVL. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises actuelles, jusqu'à leur démantèlement, et par le traitement des combustibles usés utilisés dans les centrales nucléaires. Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu, par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, comme solution sûre à long terme pour gérer ce type de déchets sans en reporter la charge sur les générations futures.

Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'Est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne. Cigéo sera composé d'installations de surface, notamment pour accueillir et préparer les colis de déchets et pour réaliser les travaux de creusement et de construction des ouvrages souterrains. Les déchets seront stockés dans des installations souterraines, situées à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps (plusieurs centaines de milliers d'années). Cigéo est prévu pour être exploité pendant au moins 100 ans, tout en étant flexible afin de laisser aux générations futures la possibilité d'adaptations.

La loi n° 2016-1015 du 25 juillet 2016 (codifiée), qui précise les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde, constitue la levée d'un préalable important à l'obtention d'une autorisation de création de Cigéo pour la gestion des déchets radioactifs HA-MAVL. Les études de conception réalisées par l'ANDRA se poursuivent, ainsi qu'un travail d'appropriation et d'optimisation, en vue de présenter un dossier de demande de création de l'installation avant fin 2021. Le dossier associé à la demande de déclaration d'utilité publique a été déposé par l'ANDRA auprès des pouvoirs publics en août 2020.

Le planning de référence de l'ANDRA prévoit, à l'horizon 2030, une phase industrielle pilote, puis le début de la chronique de livraison des premiers déchets (les producteurs ont en référence, à date, une réception des premiers colis de déchets en 2031). Il est à noter qu'un éventuel décalage de cette date de quelques années n'aurait pas d'impact significatif ni sur notre capacité à entreposer les déchets concernés en amont, ni sur la valeur actualisée des montants financiers à provisionner.

Le 15 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le dossier d'options de sûreté de Cigéo, estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. À noter que dans ce projet d'avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'expert mandaté par la DGEC en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et Andra est d'ores et déjà en cours sur ce sujet.

Les études de conception détaillée de Cigéo sont en cours de finalisation par l'ANDRA. La revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants, a rendu ses conclusions en octobre 2020. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 opère notamment une modification de la taxation des INB telle que fixée par l'article 43 de la loi de finances pour 2000, avec le passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage. Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'Etat.

Déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir ci-après la section « La déconstruction des centrales nucléaires »). La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *subsurface*. L'ANDRA a transmis, pour avis à l'ASN, en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soulaines dans l'Aube. Actuellement, les travaux se poursuivent, dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) pour identifier les déchets qui pourraient y être accueillis. Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus finement l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis des gains significatifs qui permettent de réinterroger la possibilité de stocker une partie du graphite (notamment celui du réacteur de Chinon A2) dans le centre de surface existant.

L'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020 sur les études relatives à la gestion des déchets FAVL, rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par les maîtres d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5ème édition du plan proposent un calendrier précis sur les prochaines étapes qui permettront de consolider la stratégie de gestion de ces déchets particuliers.

Elles fixent à l'horizon 2023 :

- la définition par l'Andra de plusieurs scénarios de gestion de référence qui seront présentés au GT PNGMDR afin de mettre en exergue les options de gestion envisageables, y compris *via* le recours à des options déjà existantes comme le centre de stockage de l'Aube, les stockages décentralisés, le Cires (centre de stockage des déchets TFA) ainsi que les besoins de concepts complémentaires ;
- la production d'un dossier (d'un niveau de maturité correspondant à un avant-projet sommaire) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL d'un inventaire de déchets que l'agence proposera, sur le site de Vendeuvre-Soulaines. Pour l'élaboration de ce dossier, l'Andra tiendra compte de la possibilité d'échelonner la construction de ce stockage par la construction de modules indépendants, adaptés à chaque typologie de déchets, avec une mise en œuvre par campagnes adaptées aux différentes familles de déchets.

Elles indiquent également que si, en application de ce schéma de gestion, de nouveaux sites de stockage devaient être envisagés, l'Andra lancera une démarche de recherche de sites et des études de faisabilité, puis de conception, pour ces sites. Si cette option de gestion est confirmée s'agissant du site de stockage de la communauté de communes de Vendeuvre-Soulaines, l'Andra remettra un dossier d'options de sûreté pour le déploiement d'un stockage de déchets FAVL, d'un niveau de maturité correspondant à un avant-projet détaillé, 5 ans après l'avis de l'ASN sur le rapport rendu sur le dossier d'options de sûreté (soit à l'horizon 2028).

Si cette démarche ne donne pas encore de visibilité précise sur la date de disponibilité des exutoires, elle permettra en 2022-2023 de disposer des éléments de l'ANDRA concernant les solutions de gestion envisageables et de les mettre en œuvre à un horizon de temps compatible avec la date d'extraction des briques graphite des réacteurs, avec le maintien de deux options principales pour le graphite de la TTS (FAVL ou CSA). Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour les premiers empilements graphite de Chinon A2 extraits à l'horizon 2040, est un stockage au CSA. Il a également été pris en compte le risque de construction d'un entreposage temporaire sur Chinon. L'ensemble des provisions couvre également un scénario de stockage direct dans un stockage FAVL de subsurface modulaire.

Déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte et de Très Faible Activité (FMA et TFA)

Les déchets FMA et TFA proviennent de l'exploitation des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.) et de leur déconstruction (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soulaines et Morvilliers dans l'Aube exploités par l'ANDRA.

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de Cyclife France (désormais rattaché à Cyclife Holding, filiale d'EDF). En 2016, suite au rachat des actifs anglais et suédois de la société de traitement de déchets de Studsvik, la holding « Cyclife » a été créée. L'objectif est de regrouper l'ensemble des actifs récemment acquis et d'asseoir le développement des activités du Groupe, en interne et externe, en matière de traitement des déchets et de démantèlement. À cet effet, en 2019, les filiales Cyclife Engineering et Graphitech [(1)] ont été créées. Elles sont en charge de développer des solutions de démantèlement sur différentes technologies (principalement réacteurs à eau légère et installations de traitement de déchets pour Cyclife Engeneering et réacteurs graphite pour Graphitech).

Au 30 septembre 2020, Cyclife Holding détient également 84,6 % de Cyclife Digital Solutions spécialisée dans les outils et simulation numérique au service du démantèlement, et de la gestion des déchets.

Par ailleurs, faisant suite au débat public PNGMDR, en cohérence avec la décision commune du ministère de la Transition écologique et de l'ASN, maîtres d'ouvrages du PNGMDR, de travailler à une « *l'évolution du cadre réglementaire français applicable à la gestion des déchets de très faible activité (TFA)* », EDF continue à développer son outil industriel en travaillant notamment à un projet de technocentre, comportant des installations de découpe et fusion, pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger.

Enfin, EDF mène des activités de R&D en propre, et avec un réseau de partenaires (exploitants nucléaires, industriels, TPE/PME, acteurs institutionnels et académiques), sur les deux thématiques de la gestion des déchets radioactifs et de la déconstruction. *Leader* reconnu sur ces domaines, EDF participe à sept projets européens afin d'augmenter la performance des projets de gestion des déchets et de démantèlement, de développer son expertise et de contribuer au développement et à la mise en œuvre des meilleures pratiques internationales.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020 en section 6.1).

(1) Société codétenue par EDF et Veolia.

B - Les enjeux liés à la préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie notamment sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation après 40 ans ;
- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, notamment par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence.

La poursuite du fonctionnement des tranches en exploitation après 40 ans

Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011, suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, EDF a remis à l'ASN, sur sa demande, un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour chacun de ses 19 sites de production nucléaire, englobant les réacteurs en exploitation et ceux en construction.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction, à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté.

Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves.

Ces évaluations ont également amené à rechercher si certaines modifications des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, conduiraient à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise »).

Elles ont enfin amené à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs.

La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue : les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des incidents et accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté, afin d'élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'« *à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles* ». Dans le même temps, l'ASN considère que « *la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes* ».

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir la section 1.4.1.1.2.2 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »). Le « noyau dur » sera constitué de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations étudiées dans le cadre des ECS. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de 600 prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'actions post-Fukushima. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistant à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre, pour chaque tranche, des moyens électriques « bunkerisés ». En attendant, un groupe diesel de secours provisoire a été installé sur chacune des 58 tranches dès 2013. La définition complète du « noyau dur » a fait l'objet en janvier 2014 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

Les dispositions du code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation, mais imposent, tous les dix ans, d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires (« référentiel de sûreté »).

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu, d'une part, de l'investissement important réalisé lors des troisièmes visites décennales ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et d'autre part des besoins énergétiques de la France. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de R&D. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté nucléaire, et dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie, de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue, et de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves.

Au premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement des centrales 900 MW du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies. Le Conseil d'administration d'EDF a donc approuvé le 28 juillet 2016 l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW en France (hors Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF pour chacune des tranches nucléaires concernées.

Cet allongement s'appuie sur la capacité technique des installations du parc REP 900 MW à fonctionner 50 ans au moins, confortée par les benchmarks internationaux, ainsi que sur les investissements progressivement engagés dans le cadre du programme « Grand Carénage » (voir dans la section 1.4.1.1.2.1 « Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France »). Ces investissements permettront au palier REP 900 MW d'atteindre un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR et parmi les plus élevés au plan international à l'issue de leur quatrième visite décennale (VD4).

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW au-delà de leur quatrième examen périodique. L'ASN "*considère que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique*".

Tricastin 1 est la première tranche du palier 900 MW à avoir réalisé sa VD4 avec succès : elle a été découplée le 1er juin 2019 et a divergé à l'issue de sa visite décennale le 19 décembre 2019.

La poursuite de la durée d'exploitation des tranches 900 MW sera mise en œuvre dans le respect de la programmation pluriannuelle de l'énergie qui couvre les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

La durée d'amortissement des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies. L'allongement ultérieur des réacteurs des paliers les plus récents du parc nucléaire français est au cœur de la stratégie industrielle du Groupe.

La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales et des autres installations nucléaires dont il est exploitant (BCOT, Silos de St Laurent, ICEDA…). EDF s'est organisé pour assurer, au travers du processus de déconstruction, la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

Rappel réglementaire

Réglementation applicable au démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est prescrit par décret, pris après avis de l'ASN et après accomplissement d'une enquête publique. Le décret fixe les caractéristiques du démantèlement, son délai de réalisation et, le cas échéant, les opérations à la charge de l'exploitant après le démantèlement.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période intentionnelle d'attente pour décroissance radioactive, en cohérence avec la réglementation française qui impose un démantèlement « dans un délai aussi court que possible » après la mise à l'arrêt définitif et ce, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du code de l'environnement » (voir article L. 593-25).

Le processus réglementaire du démantèlement se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- enfin, une fois les opérations terminées et l'état final visé atteint, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

La déconstruction des centrales à l'arrêt définitif

Les centrales à l'arrêt définitif concernées sont un réacteur à eau lourde (REL) Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides (RNR) Superphenix ; les six réacteurs de la filière Uranium Naturel – Graphite Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon et les trois réacteurs à eau pressurisée (REP) : un à Chooz A et ceux du site de Fessenheim.

Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Dans le cadre de son rôle d'exploitant responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

EDF retient une durée de 15 ans pour le démantèlement des Réacteurs à Eau sous Pression.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF historiquement mises à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de Haute Activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité, dont environ 2 % de déchets à vie longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage pour déchets de type FAVL et MAVL. La déconstruction des 2 réacteurs de Fessenheim arrêtés en 2020 produira 380 000 tonnes de déchets dont 95 % de déchets non radioactifs.

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets à vie courte TFA et FMA ont été complétées par l'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) pour le conditionnement et l'entreposage des déchets activés d'exploitation et de déconstruction (MAVL) située sur le site de Bugey (dont la mise en service a été autorisée par l'ASN le 30 juillet 2020) ;

Dans le dispositif de la prise en charge des déchets issus de la déconstruction, il restera à mettre en place le centre de stockage des déchets FAVL (voir dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire » le paragraphe consacré aux déchets FAVL). Par ailleurs, le nouveau calendrier de déconstruction des centrales UNGG prévoit la construction d'un entreposage pour les chemises FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif (première sortie du graphite à l'horizon 2044).

L'année 2020 est marquée par la crise sanitaire Covid, affectant tous les chantiers de démantèlement en cours, ces derniers ayant été arrêtés pendant une durée de 3 à 4 mois (avec plus ou moins d'impact sur le chemin critique de ces projets).

Chooz A **:** le processus de déconstruction de la centrale de Chooz A se poursuit sur les découpes et extractions des internes de la cuve conformément au planning (après la mise en eau de la piscine réacteur en 2018). Cependant l'interruption des chantiers pendant la phase de confinement a entraîné un fort développement de matière organique aggravant la turbidité de la piscine entre mars et juillet. Cet état a nécessité la mise en œuvre de nouvelles solutions de traitement plus lourdes et provoquant une suspension supplémentaire des opérations de découpe des internes. Le retard estimé se situe entre 15 et 18 mois sur le chemin critique du projet.

Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. Cette conception rend difficile un traitement efficace de l'eau contenue dans la piscine. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991 (date d'arrêt définitif de production). La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès, d'entrée et sortie des matériels et de gestion des effluents plus complexes que celles du reste du parc REP existant.

Creys Malville **:** suite à la mise en eau de la cuve de Creys-Malville à fin 2017, le processus de démantèlement s'est poursuivi par la découpe téléopérée du bouchon couvercle cœur et le début en juin 2020 du chantier de démantèlement des internes de cuve.

Brennilis **:** en application d'une convention [(1)] de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de la déconstruction de cette installation en lieu et place du CEA [(2)]. La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel est finalisée à fin 2020. Le radier de la station de traitement des effluents est démoli et les terres excavées. Suite aux contrôles finaux, les actions de déclassement de cette zone en conventionnel sont engagées. Parallèlement, l'instruction du dossier de démantèlement (déposé en 2018) en vue de la publication d'un décret de démantèlement complet (permettant le démantèlement du bloc réacteur proprement dit) se poursuit avec une enquête publique visée pour fin 2021.

UNGG **:** la stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Ce choix, ainsi que le nouveau séquencement des opérations proposé, tenait compte des résultats des études d'avant-projet menées sur la période 2013-2015. Elles se traduisent par un allongement des opérations relatives au démantèlement du caisson réacteur (environ 25 ans au lieu d'une dizaine initialement prévue) avec la réalisation du démantèlement complet d'une tête de série avant le démantèlement complet des cinq autres tranches. La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La nouvelle stratégie de démantèlement a été présentée au collège des commissaires de l'ASN en mars 2016. À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été missionnée pour évaluer la robustesse du programme proposé. Les principaux choix retenus ont été confortés.

Le dossier de stratégie UNGG, le dossier d'options de sûreté sur les réacteurs ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 remis à l'ASN en 2017 permettaient de justifier les choix techniques retenus, notamment le séquencement intégré dans le programme de démantèlement des six réacteurs :

- construction d'un démonstrateur industriel pour tester les outillages qui seront utilisés lors du démantèlement sous air du premier caisson ;
- réalisation du démantèlement d'une tête de série en air avant d'engager le démantèlement des autres UNGG de manière industrielle ;
- pour les autres caissons, réalisation avant 2035 des travaux de mise en configuration sécurisée – démantèlement électromécanique et démolition des bâtiments et structures périphériques (nefs piles, hall piscine etc.) – réalisés pour certains de manière anticipée par rapport au scénario précédent.

Ce scénario a conduit à envisager une première sortie du graphite du premier réacteur UNGG à l'horizon 2044 et repousse le besoin d'un exutoire pour les autres déchets de graphite à l'horizon 2070.

(1) Par cette convention, le CEA est devenu entièrement responsable de la déconstruction de l'installation de Phénix.

(2) Décret n° 2000-233 du 19 septembre 2000.

L'ASN a instruit en 2018 et 2019 les dossiers remis par EDF et a mis en consultation du public, du 11 juillet au 12 novembre 2019, des projets de décision qui demandaient, hors réacteurs TTS, un début des travaux à partir de 2055. Les provisions relatives au démantèlement des UNGG ont été mises à jour au 31 décembre 2019 pour prendre en compte ces projets de décision. Dans son avis du 18 octobre 2019, l'IRSN indiquait que « *le calendrier s'appuie sur des durées plus réalistes que celles sur lesquelles était bâtie la stratégie précédente, les dernières études amenant un éclairage supplémentaire sur la complexité des opérations à réaliser* ».

Les décisions de l'ASN parues le 17 mars 2020 fixent un cadre prescriptif pour les opérations et dossiers qui doivent être réalisés dans les 5 à 7 prochaines années sur chacun des sites. À la différence des projets de décisions précités soumis à la consultation du public, elles renvoient la question du planning des opérations à l'instruction des dossiers de démantèlement.

Dans le courrier d'accompagnement de ces décisions du 13 mars 2020 , l'ASN estime cependant qu'EDF devrait s'attacher à raccourcir significativement le calendrier de réalisation des opérations « *au regard de l'obligation législative de démantèlement dans un délai aussi court que possible pour chaque réacteur* ». EDF a confirmé la démarche mise en oeuvre de ré-interrogation périodique du planning sur la base des résultats obtenus sur le démonstrateur industriel et sur le premier réacteur.

EDF, en lien avec sa filiale Graphitech, travaille sur des pistes d'optimisation de planning qui devraient permettre d'intégrer dans les dossiers remis en 2022 un planning proche de celui du projet de décision soumis à la consultation du public (démantèlement des réacteurs hors TTS à partir de 2055). En cohérence avec ces travaux, et sans accroissement d'information *via* les essais sur le démonstrateur industriel et les premières opérations réelles, l'estimation des provisions à fin décembre 2020 n'a, en conséquence, pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020.

Le 20 novembre 2020 s'est clôturée une démarche exploratoire de l'ASN visant à contrôler la maturité d'EDF sur le pilotage des projets complexes. Les projets Démonstrateur Industriel Graphite (DIG) et Chinon A2 ont ainsi fait l'objet d'une inspection par une équipe regroupant l'ASN, l'IRSN et la DGEC. Le projet de lettre de suite a été reçu le 18 février 2021, décrivant le satisfecit de l'ASN sur le déroulé de la démarche globale, les points forts notés et les axes de progrès identifiés. L'ensemble des demandes est en cours d'examen et sera discuté avec l'ASN début mars.

Le 3 décembre 2020 a débuté l'audit externe mandaté par la DGEC sur « les charges de démantèlement des installations actuellement à l'arrêt définitif et la prise en charge des déchets radioactifs issus de ces installations » pour une durée prévisionnelle de 6 mois, conformément au courrier de prescription reçu le 5 juin 2020 de la DG Trésor et la DGEC. Le périmètre de cet audit concerne les installations historiques arrêtées hors technologie REP, à savoir Superphenix, Brennilis et les 6 réacteurs UNGG.

Fessenheim **:** l'article L. 311-5-5 du code de l'énergie introduit par la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France obligeant ainsi EDF à prendre toutes les dispositions nécessaires pour procéder à la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim.

EDF a adressé le 27 septembre 2019 au ministre de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de Fessenheim et, le 30 septembre 2019, la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter cette centrale. Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et EDF du protocole d'indemnisation fixant d'une part, les chefs de préjudice ouvrant droit à indemnisation et d'autre part, déterminant les conditions de leur indemnisation. Conformément au décret du 18 février 2020 portant abrogation de cette autorisation, les réacteurs n° 1 et n° 2 ont été respectivement définitivement arrêtés le 22 février 2020 et le 30 juin de la même année.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses liées à la fermeture de la centrale (dépenses de post-exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement et de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale ;
- de versements ultérieurs correspondant à l'éventuel manque à gagner, c'est-à-dire les bénéfices qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

L'Etat a décidé de procéder au versement de la totalité de la part fixe dont le montant a été évalué à 370 millions d'euros (crédits de paiement prévus par la loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020 et la loi n° 2020-1473 du 30 novembre 2020 de finances rectificative pour 2020). Ce montant pourra, le cas échéant, être réajusté en fonction des dépenses de post-exploitation, des taxes INB, et des coûts de reconversion du personnel effectivement constatés.

EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale pourrait, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de ses droits contractuels sur la capacité de production de la centrale. La société suisse CNP (Centrales Nucléaires en Participations SA) a, quant à elle, décidé de mettre fin au contrat de partenariat. EDF ayant pris acte de cette décision, le contrat de partenariat entre EDF et CNP a pris fin le 31 décembre 2017.

Le dossier de démantèlement a été déposé en novembre 2020 auprès du ministre de la transition écologique et de l'Autorité de sûreté nucléaire, avec pour objectif l'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement en 2025 qui marquera le début à proprement dit de la phase de démantèlement. D'ici là le projet PREDEM Fessenheim a été mis en place afin de coordonner toutes les opérations de fin d'exploitation (condamnation et dépose de certains matériels et fonctions supports, évacuation du combustible, décontamination des circuits primaires…).

Les coûts de déconstruction et les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites (voir section 6.1, note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020). Les opérations de démantèlement visent à remettre les sites en état et à permettre une réutilisation des terrains pour un usage industriel.

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (voir dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2020 », la note 15.1.2.2 « allocation stratégique et composition des actifs dédiés »).

L'article L. 594 du code de l'environnement et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2020 », la note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF »).

1.4.1.1.3 Projets « Nouveau Nucléaire »

Voir aussi dans la section 2.2.4 « Performance opérationnelle », le facteur de risque intitulé « 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris projets EPR ».

1.4.1.1.3.1 Projet EPR de Flamanville 3

EDF assure pour compte propre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet EPR (*European Pressurized water Reactor*) de Flamanville 3.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et autorisations administratives

Le dossier de demande de mise en service, déposé en mars 2015, a fait l'objet d'une première instruction et a été mis à jour en juin 2017. Un dossier d'amendement de ce dossier a été transmis en avril 2019. EDF déposera auprès de l'ASN une demande d'autorisation de mise en service actualisée au 1er semestre 2021. Une mise à jour complète de l'étude d'impact a également été engagée pour mi-2021.

Le 8 octobre 2020, l'ASN a autorisé, au titre du code de l'environnement, l'arrivée de combustible nucléaire sur le site du réacteur EPR de Flamanville, après une inspection sur site les 18 et 19 août 2020 et après consultation du public du 31 août au 21 septembre 2020 sur le projet d'autorisation. L'ASN a également autorisé l'utilisation de gaz radioactifs pour réaliser des essais d'efficacité de certains dispositifs de filtration. En complément, le Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité (HFDS) a autorisé le 15 octobre 2020, au titre du code de la défense, la détention, l'utilisation et le transfert de matières nucléaires sur le site. Les premiers assemblages de combustibles ont été livrés sur site le 26 octobre 2020.

Le délai maximum de mise en service prévu dans le Décret d'Autorisation de Création a été porté au 11 avril 2024, par décret du 25 mars 2020, pour tenir compte de la réparation des soudures tout en conservant une flexibilité.

Avancement de la réalisation sur site

L'année 2020 a été marquée par :

- le déroulement des Essais à Chaud phase 2 (EAC2) du 21 septembre 2019 au 17 février 2020 ;
- la réalisation du solde des essais fonctionnels cuve ouverte (EFCO) du 23 mai au 25 juin 2020 ;
- la réalisation des coupures contrôle-commande en juin et juillet 2020 et le début des coupures électriques en juillet ;
- le lancement des remises à niveau des 7 premières soudures du Circuit Secondaire Principal dont 5 terminées sur l'année ;
- l'ouverture de la Zone de Protection Renforcée aux piétons entre Flamanville 1&2 et Flamanville 3, le 9 septembre 2020 ;
- l'achèvement de tous les points requis pour la livraison du combustible ;
- la réalisation du plan d'action « incendie » ;
- les travaux de préparation pour la qualification des robots télé-opérés pour la reprise des soudures de traversées ;
- la gestion de la crise sanitaire Covid au printemps 2020, sur site et en travail à distance pendant la période de confinement. Le chantier a été suspendu pendant le premier confinement de mars 2020, à l'exception d'activités de surveillance et de préservation des équipements. En conséquence, le traitement comptable de capitalisation des intérêts intercalaires du projet a été interrompu entre le 15 mars et le 1er juillet 2020.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2020, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire, comme de l'îlot conventionnel, a été livrée et installée sur site.

Cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière (avis du 11 octobre 2017) considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident. L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service ;
- la mise en service du couvercle de cuve, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

En 2020, EDF a mis un terme au projet de développement d'inspection en service du couvercle qui visait à être en mesure de proposer à l'ASN de conserver le couvercle actuel, sous réserve de la faisabilité industrielle de ce type d'opération. Le projet est désormais centré sur le remplacement du couvercle de cuve d'ici fin 2024, l'approvisionnement d'un nouveau couvercle équipé ayant été demandé à Framatome.

Par conséquent, les coûts engagés pour la fabrication de ce couvercle de substitution ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF, AREVA SA, AREVA NP et Framatome.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

EDF a déclaré le 30 novembre 2017 auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire un événement significatif relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit a été conçu et fabriqué selon le principe dit « d'exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits [(1)].

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 [(2)] à l'ASN un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale [(3)] (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »). Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation. EDF a alors engagé, au deuxième trimestre 2018, un nouveau contrôle de l'ensemble des soudures concernées du circuit secondaire principal. Pour huit d'entre elles, dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur, EDF a proposé le 3 décembre 2018 un dossier de justification spécifique en l'état auprès de l'ASN.

L'ASN a réuni les 9 et 10 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaire (GP ESPN) dans le cadre de son instruction des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville. Dans son avis consultatif, le Groupe Permanent a recommandé à l'ASN de considérer, qu'à défaut de renoncer à tout ou partie de l'exclusion de rupture, EDF devrait procéder à la remise en conformité de ces traversées.

Par courrier du 7 juin 2019, EDF a sollicité l'avis de l'ASN sur la possibilité de réparer ces soudures après la mise en service du réacteur, considérant que la mise en service de l'installation en l'état ne présentait pas de risques pour la sûreté (l'intégrité de ces lignes étant justifiée) et qu'une remise à niveau post-démarrage permettait de développer et d'optimiser le moyen de remise à niveau utilisé. Dans un courrier du 19 juin 2019, l'Autorité de sûreté nucléaire a demandé à EDF de reprendre, avant mise en service, les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture [(4)]. Dans ce cadre, EDF a évalué trois scénarios de reprise [(5)].

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN qui a transmis le 4 octobre 2019 à EDF une lettre relative à l'acceptabilité technique de ces trois scénarios. Le scénario de reprise des soudures de traversées VVP [(6)] finalement retenu par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit encore être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

Au total, à ce stade, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP) sont concernées par des réparations, sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE) et sur les lignes d'évacuation de la vapeur issue des générateurs de vapeur (VVP). La réparation des soudures de traversées reste à ce stade l'un des principaux enjeux sur le chemin critique. Néanmoins, la réparation des autres soudures, ainsi que les autres activités en cours sur le chantier créent également un risque supplémentaire quant au respect du calendrier et de la cible de coût à terminaison de la construction du réacteur.

(1) Dès lors que ces exigences étaient posées, l'hypothèse de rupture des tuyauteries dans la démonstration de sûreté n'avait pas à être étudiée. La démonstration de sûreté justifie que les accidents sont physiquement impossibles ou extrêmement improbables, ou que les conséquences sont limitées dans des conditions économiques acceptables et avec un haut degré de confiance.

(2) Voir communiqué de presse d'EDF du 10 avril 2018 « EDF détecte des écarts de qualité sur certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et lance des contrôles complémentaires ».

(3) La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

(4) Voir communiqué de presse d'EDF du 20 juin 2019 : « EPR de Flamanville : EDF prend connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire ».

(5) Voir communiqué de presse d'EDF du 26 juillet 2019.

(6) VVP : circuit des tuyauteries d'évacuation de la vapeur.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés utilisés pour la remise à niveau des soudures de traversées, a été reportée et est attendue au premier trimestre 2021. Elle conditionne le début de reprise des soudures de traversées VVP. Néanmoins, les activités de dépose des tuyauteries des traversées ont débuté en fin d'année 2020. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible. La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention à la fin du second semestre 2021. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

L'instruction technique de remise à niveau des autres soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit. L'ASN a donné son accord en juillet 2020 pour la reprise d'un premier batch de 5 soudures, puis en novembre pour la reprise d'un deuxième batch de 2 soudures. Les 5 soudures du premier batch ont été reprises avec succès et les reprises des 2 soudures du deuxième batch sont en cours de contrôle début 2021.

Au-delà, l'ASN a demandé à EDF le 2 juin 2020 de procéder à des re-contrôles par sondage sur les soudures du Circuit primaire principal (CPP). EDF a établi un échantillon de soudures, représentatif de l'ensemble des soudures du CPP, pour lesquelles un deuxième contrôle « rayon X » est à réaliser. Les opérations ont commencé le 24 février 2021 et devraient se poursuivre jusqu'au deuxième semestre 2021. Ce programme de re-contrôle est surveillé par une entreprise habilitée par l'ASN. Par ailleurs, EDF a déclaré, le 2 mars 2021, un événement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de trois piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Une instruction est en cours par les équipes d'ingénierie d'EDF et de Framatome afin d'identifier et de proposer à l'ASN des actions documentaires ou correctives, sans impact identifié à ce stade sur le calendrier et les coûts.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 9 octobre 2019 [1] le Groupe a communiqué un nouveau calendrier et une nouvelle estimation du coût de construction [1] de l'EPR de Flamanville. Dans son communiqué de presse du 9 octobre 2019, EDF a indiqué que le calendrier prévisionnel de mise en oeuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduisait, sous réserve de la date de validation de l'ASN de ce scénario, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros [2] hors intérêts intercalaires. Le montant des intérêts intercalaires tel que figurant dans les comptes à fin décembre 2020 s'élève à 3 291 millions d'euros. Les coûts supplémentaires par rapport à l'estimation précédente, soit 1,5 milliard d'euros 2015, sont comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation [3] (APCE) et non en investissements. Pour 2020, ces surcoûts enregistrés en APCE se sont élevés à 397 millions d'euros.

À fin 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus aucune marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et sujets techniques dont celui des instructions menées par l'ASN. Le report de l'approbation par l'ASN du procédé de réparation des soudures de traversée par robots télé-opérés est un risque supplémentaire sur le coût à terminaison et le calendrier du chantier.

Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison est donc très élevé.

Autres risques

Si le scénario de repli en matière de reprise des soudures de traversées (scénario non privilégié par EDF) devait *in fine* être retenu, il se traduirait par de nouveaux surcoûts et des délais potentiellement significatifs.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le risque de report. Par ailleurs, les délais du chantier induisent un risque de vieillissement des équipements et matériaux.

Enfin, d'autres risques peuvent également émerger (voir également la section 2.2.4 « Performance opérationnelle » – facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

1.4.1.1.3.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire »

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy possède 66,5 % du projet de construction de deux réacteurs nucléaires sur le site de Hinkley Point, les 33,5 % restants étant détenus par China General Nuclear Power Corporation (CGN). La société de projet *Nuclear New Build* assure la maîtrise d'ouvrage du projet et la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN) ainsi qu'Edvance assurent les études de conception.

EDF participe au développement, dans le cadre du partenariat avec CGN, de deux projets nucléaires au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B.

Voir également la section 1.4.5.1.2.5 « La division Nouveau Nucléaire ».

EPR de Taishan

En Chine, EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de la société TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet la construction et l'exploitation de deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Guandong Energy Group à hauteur de 19 %.

La production a été de 21,5 TWh en 2020. Elle a été affectée par la baisse de la consommation du fait de la crise Covid et par le premier arrêt programmé de la tranche 1 pour sa visite complète.

Le soutien technique d'EDF au projet Taishan se poursuit tout en capitalisant sur le retour d'expérience des activités de démarrage et d'exploitation pour les autres projets EPR, principalement FLA3, que ce soit sur les affaires techniques menées à bien ou sur le *management* de projet du premier arrêt de tranche au monde du palier EPR (VC1). En 2020, le principal enjeu a été la réussite et la maîtrise industrielle de la visite complète de la tranche 1. A l'issue de cet arrêt, le réacteur de la tranche 1 n'a cependant pas retrouvé l'intégralité de sa puissance nominale. Des analyses sont en cours. En 2021, TNPJVC réalisera la visite complète de la tranche 2.

Le tarif de rachat de l'électricité produite par Taishan, en vigueur jusqu'à fin 2021, est inférieur aux attentes d'EDF. Le travail se poursuit auprès des autorités chinoises compétentes qui décideront des prochaines conditions tarifaires (voir la section 2.2.4 – risque 4A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR » – « Chine »).

Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée par décret du 21 avril 2020. Conformément à ces orientations, le gouvernement a demandé à EDF de préparer avec la filière nucléaire, d'ici mi-2021, un dossier complet sur un programme de renouvellement des installations nucléaires en France. Le contrat de filière, signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la réalisation d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France. Afin de s'inscrire dans cette démarche, EDF a engagé la préparation de propositions économiques et industrielles sur la base de la technologie EPR 2. EDF fournira ainsi les éléments permettant aux pouvoirs publics de définir un cadre de régulation approprié pour assurer le financement d'un tel programme industriel.

EPR 2

EDF a remis le 15 avril 2016 à l'Autorité de sûreté nucléaire un dossier d'options de sûreté du projet « EPR Nouveau Modèle » (EPR NM).

Début 2018, le Groupe Permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires a remis ses conclusions sur ce dossier d'option de sûreté. En particulier, il « *constate que la plupart des évolutions de conception retenues pour le projet EPR NM tiennent compte des enseignements tirés du retour d'expérience du réacteur EPR Flamanville et du parc en fonctionnement ainsi que des enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi* ». Il « *considère que les options de conception retenues pour le projet EPR NM, complétées ou modifiées à la lumière des discussions intervenues au cours de l'instruction technique qui ont conduit à de nombreux engagements, sont de nature à assurer un niveau de sûreté au moins équivalent à celui du réacteur EPR Flamanville 3 et conforme aux recommandations du guide ASN n° 22 (relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression)* ».

(1) Voir communiqué de presse d'EDF du 9 octobre 2019 « EPR de Flamanville : EDF privilégie un scénario de remise à niveau des soudures de traversées du circuit secondaire principal par robots et ajuste le calendrier et l'estimation du coût de construction ».

(2) En euros 2015.

(3) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

Dans son avis n° 2019-AV-0329 du 16 juillet 2019 relatif au dossier d'options de sûreté, l'Autorité de sûreté nucléaire « *considère que le référentiel de sûreté retenu pour le projet de réacteur EPR NM est globalement satisfaisant, notamment au regard de la réglementation, du guide du 18 juillet 2017 […] et des recommandations internationales* ».

Par ailleurs, les travaux menés par EDF et Framatome sur le projet EPR NM ont permis de figer fin 2017 la configuration technique d'un modèle baptisé EPR 2 qui pourrait remplacer les réacteurs du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française à l'export. EPR 2 est une version optimisée de l'EPR, qui se place dans la continuité industrielle de l'EPR tout en intégrant le retour d'expérience des chantiers EPR et des centrales en exploitation.

Dès cette date, EDF a informé l'ASN de cette nouvelle configuration. Dans le même avis que celui portant sur EPR NM, l'ASN considère que les conclusions relatives à EPR NM s'appliquent également à EPR 2.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022. L'enveloppe de coûts associés s'élève à 1 Md€ dont une partie est sujette à conditions.

Conformément à la demande qui lui a été faite par l'État, EDF poursuit ses travaux sur le design, le *costing*, la régulation, le financement, le traitement des déchets en vue de remettre, d'ici mi-2021, au gouvernement une proposition complète pour la réalisation d'un programme de construction de trois paires d'EPR 2, reposant sur l'hypothèse de réaliser les trois paires d'EPR 2 successivement 1/ à Penly, 2/ à Gravelines, 3/ sur un site en bord de rivière dans la région Auvergne Rhône Alpes (Bugey ou Tricastin), tout en poursuivant l'analyse de faisabilité sur d'autres sites nucléaires.

Le Président de la République a déclaré, le 8 décembre 2020 que "*la décision définitive de construction de nouveaux réacteurs doit être préparée et devra être prise au plus tard en 2023, lorsque l'EPR de Flamanville sera entré en service*".

Projets en développement

- EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet. Dans ce cadre, le groupe EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries. EDF ne sera pas investisseur dans ce projet et le client NPCIL en sera le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution. Conformément au calendrier fixé par l'IWFA[(1)], EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL fin 2018. Le processus de convergence technique et commerciale s'est poursuivi en 2020 avec le client NPCIL afin de permettre à EDF de remettre une offre technico-commerciale engageante et conditionnée dans le courant du premier semestre 2021. À fin 2020, certains sujets technico-commerciaux significatifs n'ont pas fait l'objet d'une convergence. EDF vise la signature d'un *General Framework Agreement* dans les mois suivants la remise de l'offre, ce qui permettrait de lancer les activités d'exécution du projet.
- EDF participe également au processus compétitif initié en Arabie Saoudite par K.A. CARE (*King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*) pour un projet de construction de deux réacteurs EPR. EDF a répondu avec succès à la première phase du processus de consultation appelée FEED-A (*Front End Engineering and Design*) et participe actuellement à la phase de préparation du projet qui devrait aboutir à la deuxième phase de l'appel d'offres annoncé à ce jour au second semestre 2021.
- EDF a décidé mi 2020 d'engager un effort de développement technique pour conforter un design de moyenne puissance basé sur la technologie EPR et ainsi compléter son offre EPR de forte puissance. Appelée EPR1200, cette adaptation à 1 200 MW intègre les optimisations capitalisées sur les différents projets et doit permettre de répondre aux besoins des clients exigeant une offre moyenne puissance, comme en République Tchèque.
- Concernant les réacteurs de petite puissance dit SMR (*Small Modular Reactors*), l'année 2020 a permis des avancées dans le développement d'une centrale à eau pressurisée de 340 MW composée de deux modules de 170 MW appelée NUWARD™. Dans cette fourchette de puissance, le produit vise principalement le marché export et le remplacement des centrales à combustible fossile les plus anciennes qui seront déclassées dans les prochaines décennies. Le développement de ce produit se fait sous le pilotage d'EDF avec ses partenaires le CEA, Naval Group et TechnicAtome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'une instruction d'opportunité de coopération avec un partenaire international. Enfin, ce développement est l'objet d'une enveloppe budgétaire de 50 millions d'euros octroyée par l'État français dans le cadre du plan « France Relance » de septembre 2020.

1.4.1.1.3.3 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire (programme SWITCH)

Lancé en juillet 2017, ce programme contribue à la stratégie CAP 2030 sur les volets maîtrise des projets nouveaux nucléaires en cours, prolongation du parc en exploitation, développement à l'international et transformation numérique. Il s'agit d'un programme transverse, impliquant l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire au sein du groupe EDF, y compris Framatome.

Ce programme a pour ambition de faire prendre à l'ingénierie un véritable tournant à travers deux axes :

- transformer et simplifier les processus et méthodes pour mieux maîtriser la complexité des grands projets industriels tout au long de leur cycle de vie, grâce notamment à la mise en œuvre des standards de l'Ingénierie Système ;
- mettre en œuvre un nouveau système d'information intégré, collaboratif, industriel en s'appuyant sur les capacités du numérique dans une logique *Data-Centric* et fonctionnant en entreprise étendue avec les partenaires et fournisseurs.

1.4.1.1.4 Les activités liées à la production nucléaire : Framatome

Framatome est un acteur clé de l'énergie nucléaire, reconnu pour ses solutions innovantes et ses technologies à forte valeur ajoutée à destination du parc nucléaire mondial. Forte d'une expertise mondiale et de solides références, l'entreprise conçoit, entretient et installe des composants et des combustibles ainsi que des systèmes de contrôle-commande pour les centrales nucléaires. Ses quelque 14 000 collaborateurs permettent chaque jour aux clients de Framatome de fournir un mix énergétique bas-carbone toujours plus propre, plus sûr et plus économique.

Framatome est détenu par le groupe EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (MHI - 19,5 %) et Assystem (5 %).

Framatome dispose d'une présence industrielle significative en France, en Allemagne, aux États-Unis et en Chine. L'entreprise est par ailleurs implantée industriellement ou commercialement en Afrique du Sud, en Argentine, au Brésil, en Bulgarie, au Canada, en Corée du Sud, en Espagne, en Finlande, en Hongrie, au Japon, en République Tchèque, au Royaume-Uni, en Russie, en Slovaquie, au Kazakhstan, en Suède et en Ukraine.

Framatome a recruté environ 1 000 collaborateurs en 2020.

La stratégie de Framatome est centrée sur son cœur de métier de chaudiériste et vise à proposer des solutions sûres et compétitives, à les industrialiser et à exécuter les projets dans une logique de filière industrielle.

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international et intervient sur plus de 300 réacteurs dans le monde. L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients dans le monde entier.

Avec un parc mondial existant de 450 réacteurs représentant près de 396 GWe en service dans 31 pays [(2)] , et des nouvelles capacités nucléaires à venir, le marché nucléaire offre des opportunités dans le domaine du combustible, de la modernisation et des services. Framatome a l'ambition de développer ses parts de marché par une offre différenciante et des partenariats à l'export.

(1) *Industrial Way Forward Agreement.*

(2) Source : CEA – Élecnuc – Édition 2019, chiffres au 31 décembre 2018 www.cea.fr/multimedia/Documents/publications/ouvrages/Elecnuc-2019.pdf.

1.4.1.1.4.1 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 60 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome est présente à chaque étape du processus. S'appuyant sur l'expertise d'ingénieurs et d'opérateurs hautement qualifiés, la société a participé à plus de 90 projets de centrales nucléaires à travers le monde.

Ingénierie

Les experts de Framatome sont spécialisés dans la conception des principaux équipements des chaudières nucléaires, la métallurgie et la mécanique, la neutronique, les calculs scientifiques, la mécanique des fluides et les analyses de risques et de sûreté. Les prestations de Framatome en ingénierie incluent le cœur de la centrale, dit « îlot nucléaire » et les principaux composants du circuit primaire tels que les générateurs de vapeur, les pompes, le pressuriseur ou la cuve du réacteur nucléaire. Ses spécialistes et techniciens sont mobilisés et interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR.

Fabrication d'équipements

Les composants de Framatome équipent plus de 100 centrales dans 11 pays. Dans ses usines du Creusot, de Saint Marcel et de Jeumont, en France, Framatome produit, pour des électriciens du monde entier, les équipements clés de la chaudière nucléaire destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer les équipements des centrales en exploitation. L'entreprise fabrique des équipements lourds (cuves de réacteur, générateurs de vapeur, etc.) et mobiles (groupes motopompes primaires et mécanismes de commande de grappes) de haute technicité. Depuis 1970, près de 10 000 composants ont été produits sur ses sites de fabrication par les forgerons, les usineurs, les techniciens matériaux, les techniciens essais mécaniques, les chaudronniers et les soudeurs de Framatome.

En 2020, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine bourguignonne du Creusot, spécialisée dans la fabrication de composants lourds pour l'industrie nucléaire. L'usine du Creusot fournit par ailleurs les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions à l'étranger, notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, ainsi que des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Parallèlement, Framatome s'inscrit dans le plan excell du groupe EDF qui vise à permettre à la filière nucléaire française d'avoir le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence dans la conduite des projets nucléaires. À ce titre, les usines de composants de Framatome déploient des plans visant à permettre des fabrications et constructions garanties conformes du premier coup. Des actions sont conduites également en ce sens au sein de la *supply chain*.

Une procédure d'arbitrage a été initiée en lien avec l'écart de fabrication de la virole basse du GV installé sur le réacteur n° 2 de Fessenheim et de la virole supérieure du GV destinée à être installée sur le réacteur n° 5 de Gravelines.

Framatome a engagé en 2019 un programme visant à consolider les connaissances sur les performances des procédés de traitement thermique de détensionnement (TTD) locaux mis en œuvre dans les usines ou sur les chantiers sur des équipements fournis par Framatome, après la mise en évidence du non-respect de la plage de température lors de l'application de certains procédés locaux constituant un écart au référentiel. Trois écarts ont été ouverts en 2019 et 2020 pour des procédés de TTD locaux mis en œuvre sur des soudures de gros équipements. En 2020, deux autres écarts ont été ouverts concernant les TTD réalisés après soudage sur des tuyauteries secondaires. En concertation avec les exploitants concernés, et dans le cadre du référentiel réglementaire applicable à chaque composant, ces écarts font l'objet d'un traitement par Framatome qui mène des études de caractérisation détaillées, et confirme les propriétés mécaniques des matériaux concernés au titre de programmes d'essais particuliers. S'agissant notamment des composants en exploitation, ce programme de vérification par calculs et essais confirme, à ce stade, que l'intégrité mécanique des pièces concernées n'est pas remise en cause. Framatome tient régulièrement informés les exploitants ainsi que les autorités de sûreté concernées. Voir la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » – facteur de risque 5 A.

Systèmes de contrôle-commande

Framatome conçoit, réalise et installe des solutions d'instrumentation nucléaire et de contrôle-commande fiables pour des centrales en exploitation ou en construction. Ses solutions vont des systèmes de contrôle-commande de sûreté aux systèmes de contrôle-commande opérationnel, de l'instrumentation nucléaire aux solutions de maintien en condition opérationnelle, des simulateurs à l'expertise internationale en ingénierie du contrôle-commande, de la conception d'interface homme-machine à l'ingénierie des facteurs humains. Framatome a installé plus de 300 systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande complets sur des réacteurs de tous types dans le monde.

En décembre, Framatome a signé un accord d'achat définitif avec Rolls-Royce en vue d'acquérir son activité *Civil Nuclear Instrumentation and Control* (I&C), qui opère principalement en France, et à moindre niveau en Chine. La transaction devrait être finalisée au début du deuxième semestre 2021, sous réserve des conditions suspensives usuelles, y compris les autorisations réglementaires [(1)].

Combustible

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustible pour des réacteurs à eau pressurisée, des réacteurs à eau bouillante et des réacteurs de recherche. La société intervient sur l'ensemble du processus : de la conception de l'assemblage à la production du zirconium et de ses alliages – un matériau clé dans la production de combustibles – en passant par la fabrication et les services associés, jusqu'aux interventions dans les centrales nucléaires. L'entreprise réalise les calculs permettant d'améliorer la gestion et la performance de ses assemblages, tout en répondant aux exigences de sûreté les plus élevées. Plus de 226 000 assemblages de combustible de Framatome ont été chargés dans plus de 100 réacteurs en exploitation dans le monde.

Début octobre, Framatome a mis en service, sur le site de fabrication de combustible de Richland aux États-Unis, sa nouvelle installation de recyclage des rebuts d'uranium. Le bâtiment de plus de 1 000 m^2 accueille les procédés et technologie avancés permettant de récupérer l'uranium du procédé de fabrication de combustible.

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

Framatome a acquis une expérience internationale au contact des autorités de sûreté pour tous les types de réacteurs existants dans le monde. L'entreprise vient ainsi en soutien aux exploitants dans leurs relations avec leur autorité de sûreté et dans l'application de la réglementation existante dans leur pays d'implantation. En France, Framatome a développé une expertise dans l'application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN). La société met par ailleurs à disposition de ses clients internationaux des centres techniques où sont réalisés de nombreux essais chaque année pour qualifier leurs équipements. Elle les accompagne dans la préparation des études de qualification et dans la préparation de la documentation associée.

Maintenance, modernisation et prolongation de l'exploitation des centrales en service

Framatome propose des solutions et des services innovants pour maintenir et moderniser les centrales nucléaires existantes ainsi que pour prolonger leur durée d'exploitation, tout en garantissant leur sûreté, leur performance et leur disponibilité. Framatome s'appuie sur 60 ans d'expérience internationale appliquée à tous types de technologies et à la maintenance de plus de 300 réacteurs dans le monde. Ses équipes apportent leurs savoir-faire et leurs connaissances des exigences en matière de maintenance, de remplacement de composants, d'inspections et de contrôles, d'opérations de rechargement du combustible, ou encore d'optimisation de la gestion des arrêts des réacteurs pour maintenance. Ses activités couvrent notamment la fourniture d'assemblages de combustible et des services associés, la gestion des équipements et des pièces de rechange, la modernisation du contrôle-commande et de l'instrumentation ainsi que les services de chimie et de radiochimie.

En juin, Framatome a annoncé l'acquisition des services nucléaires commerciaux de BWX Technologies Inc. aux États-Unis [(2)]. Framatome étend ainsi son portefeuille d'équipements et d'outillages pour les inspections et la maintenance des centrales nucléaires, ce qui renforce sa position dans le secteur de l'énergie nucléaire.

(1) Voir le communiqué de presse de Framatome du 7 décembre 2020 « Framatome a signé avec Rolls-Royce un accord en vue de l'acquisition de son activité de contrôle-commande ».

(2) Voir le communiqué de presse de Framatome du 2 juin 2020 « Framatome finalise l'acquisition des services nucléaires de BWXT aux États-Unis ».

Conduite des grands projets

Framatome participe à la réalisation de projets de construction de réacteurs nucléaires, de la conception aux approvisionnements et à leur mise en service. Ses équipes sont mobilisées pour répondre aux standards de sécurité les plus stricts et pour satisfaire les demandes de ses clients en s'appuyant sur ses savoir-faire en conduite de projets complexes. Dans le cadre de nouvelles constructions, l'entreprise propose des solutions sur le périmètre de l'îlot nucléaire. Framatome participe aux côtés d'EDF à la construction, à la mise en service et à la maintenance de 5 réacteurs EPR dans le monde : en France (Flamanville 3), en Chine (Taishan 1 & 2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C, 1 & 2).

EDF et Framatome ont une filiale d'ingénierie commune, Edvance, pour les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde, créée en 2017 (voir la section 1.2.1 « Organisation du Groupe »).

1.4.1.1.4.2 Principales réalisations de Framatome en 2020

L'année 2020 a été marquée par la crise Covid. Framatome est restée très mobilisé et a maintenu un bon niveau d'activité, avec cependant un ralentissement des usines de composants et du fuel.

- En janvier, Framatome a conclu avec Tennessee Valley Authority (TVA) un contrat portant sur la fourniture de combustible ATRIUM 11 pour la centrale de Browns Ferry, la modernisation des équipements de manutention du combustible sur l'ensemble des réacteurs de TVA et le remplacement de générateurs de vapeur à la centrale nucléaire de Watts Bar [1].
- En février, TVO, qui exploite la centrale nucléaire d'Olkiluoto en Finlande, a confié à Framatome des travaux de maintenance dans le domaine de l'ingénierie, du contrôle-commande et des contrôles non destructifs sur plusieurs années lors des arrêts de tranche [2].

  Ce même mois, Framatome et son partenaire Kinectrics ont lancé une joint-venture chargée de fournir et d'exploiter les dispositifs qui seront installés dans les réacteurs nucléaires de Bruce Power au Canada pour produire du Lutétium-177, un isotope médical utilisé dans le traitement du cancer [3].
- En avril, Framatome a remporté un contrat de fourniture du système de protection réacteur des tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Koursk II en Russie qui inclut la planification, la conception, la fabrication et la mise en place du système [4]. Ce contrat s'inscrit dans le cadre du développement du partenariat avec Rosatom Automated Control System (RASU).

  Le même mois, Framatome a signé un contrat de services de longue durée avec l'entreprise chinoise TNPJVC – Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited – en vue d'accompagner l'exploitation des deux réacteurs EPR de Taishan pour une période de huit ans [5]. Ce contrat porte sur les arrêts de tranche et la maintenance des réacteurs, ainsi que sur la fourniture de pièces de rechange et des services d'ingénierie.
- En juillet, Framatome a conclu un partenariat avec Siteflow, une *start-up* française éditrice de solutions *cloud* avancées, pour numériser la documentation utilisée dans le cadre d'opérations de maintenance dans les centrales nucléaires [6].
- Au mois d'août, Framatome a signé un contrat avec Hinkley Point C pour la fourniture de l'instrumentation de surveillance conventionnelle des deux réacteurs EPR actuellement en construction dans le Somerset, en Angleterre [7]. Environ 10 000 instruments assureront la surveillance et les mesures de la température, du débit, de la pression et des niveaux dans toutes les conditions d'exploitation.
- En septembre Framatome a signé un partenariat exclusif avec ADAGOS pour mettre à disposition de l'industrie nucléaire une technologie d'intelligence artificielle [8]. L'outil, capable de mobiliser moins de ressources de calculs et de données que les générations précédentes, permet à Framatome de fournir de nouvelles solutions numériques à ses clients.

  Ce même mois, Framatome s'est associé à EDF, au CEA et à six autres organisations du monde universitaire et de la filière nucléaire française pour mettre en commun leurs efforts de recherche et développement sur des jumeaux numériques de réacteurs nucléaires [9]. Ces derniers serviront de simulateurs pour former la nouvelle génération d'opérateurs.
- Mi-octobre, Framatome a lancé la marque « Framatome Défense » pour promouvoir ses activités au profit de la défense nationale française, affirmer son engagement et renforcer sa contribution à ce secteur [10]. Ainsi Framatome a contribué à la réalisation de composants au profit de la marine nationale, notamment pour les programmes de sous-marins et du porte-avions Charles de Gaulle, et plus récemment à de grands programmes comme le Barracuda.

1.4.1.1.4.3 Installations nucléaires et sûreté

Installations Nucléaires de Base (INB)

Deux installations nucléaires de base (INB) se trouvent sur le site Framatome de Romans, l'INB n° 63 (fabrication d'éléments combustibles pour les réacteurs de recherche – CERCA) et l'INB n° 98 (fabrication d'assemblages de combustible pour les centrales nucléaires).

Résultats 2020 en matière de sûreté nucléaire [11]

Comme en 2019, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur le site de Framatome de Romans-sur-Isère. En 2020, le site Framatome de Romans-sur-Isère a déclaré 12 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 3 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2. Le nombre d'événements déclarés est en baisse par rapport à 2019. Aucun événement déclaré pour l'année 2020 n'a eu de conséquence pour les travailleurs, le public ou l'environnement. Les résultats 2020 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport TSN du site Framatome de Romans-sur-Isère disponible sur le site www.framatome.com

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2020 », note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction »).

(1) Voir le communiqué de presse de Framatome du 3 février 2020 « Framatome signe une série de contrats significatifs avec Tennessee Valley Authority ».

(2) Voir le communiqué de presse de Framatome du 19 février 2020 « Framatome signe plusieurs contrats de services avec l'électricien finlandais TVO pour l'exploitation de l'EPR d'Olkiluoto 3 ».

(3) Voir le communiqué de presse de Framatome du 28 février 2020 « Framatome et Kinectrics lancent une joint-venture en charge de la production d'isotopes médicaux pour le traitement du cancer ».

(4) Voir le communiqué de presse de Framatome du 8 avril 2020 « Framatome va fournir le système de protection réacteur à la centrale nucléaire de Koursk II en Russie ».

(5) Voir le communiqué de presse de Framatome du 14 avril 2020 « Framatome signe un contrat de services de longue durée avec TNPJVC pour accompagner l'exploitation des réacteurs EPR de Taishan en Chine ».

(6) Voir le communiqué de presse de Framatome du 15 juillet 2020 « Framatome choisit la solution Siteflow pour la transformation numérique des opérations de maintenance des installations nucléaires ».

(7) Voir le communiqué de presse de Framatome du 25 août 2020 « Framatome signe un contrat de fourniture de l'instrumentation de surveillance pour Hinkley Point C ».

(8) Voir le communiqué de presse de Framatome du 3 septembre 2020 « Framatome s'associe à ADAGOS pour déployer l'intelligence artificielle dans l'industrie nucléaire ».

(9) Voir le communiqué de presse de Framatome du 22 septembre 2020 « Framatome partenaire d'EDF, du CEA et d'universités pour développer des jumeaux numériques de réacteurs nucléaires ».

(10) Voir le communiqué de presse de Framatome du 19 octobre 2020 « Framatome lance Framatome Défense pour accompagner l'industrie de la défense nationale française ».

(11) L'objectif de Framatome est de détecter, déclarer et traiter au plus juste tous les écarts et anomalies survenant dans le cadre de ses activités. Cet indicateur vise à renforcer encore le partage d'expérience, à élargir les analyses et l'importance accordée aux signaux faibles. Les évènements déclarés au niveau 0 de l'échelle INES sont des écarts de sûreté, considérés comme des « signaux faibles », dont la prise en compte est essentielle à une démarche de progrès continu pour une meilleure maîtrise de la prévention des risques dans la conduite des activités. Afin de favoriser la remontée des « signaux faibles » et le partage d'expérience, Framatome détecte et enregistre tout écart. L'analyse de ce dernier, par la Filière Indépendante de Sûreté, permet de juger du niveau de déclaration auprès de l'Autorité de sûreté.

1.4.1.2 Production thermique en France continentale

Les moyens de production thermique présentent plusieurs atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction courts.

Ils constituent ainsi une des composantes importantes du mix énergétique pour assurer, en temps réel, l'équilibre production/consommation en répondant aux fluctuations de la consommation d'électricité et de la production des énergies renouvelables (solaire et éolien en particulier). Ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe et fournissent des services de régulation du système pour contribuer à assurer un niveau de tension et de fréquence adéquat sur le réseau. Ce rôle va aller grandissant avec l'insertion massive de moyens de production intermittents dans les systèmes électriques français et européen.

1.4.1.2.1 Le parc de production thermique d'EDF en France continentale

Au 31 décembre 2020, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire *(en MW)*	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2020	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(en TWh)* Au 31/12/2020	Au 31/12/2019
Charbon	580	3	1 740	en 1983 et 1984	1,04	0,8
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981		
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125 – 129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
	179 – 182	3	542	en 2008 et 2009	0,46	0,2
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011		
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016	7,35	8,8

La production en 2020

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté en 2020 environ 2,29 % de sa production totale d'électricité. Ce parc dispose, à cette même date, d'une puissance installée en fonctionnement de 5 525 MW.

La production thermique a représenté 8,85 TWh en 2020 avec un fonctionnement moindre qu'en 2019.

En 2020, les tranches charbon ont fourni 1,04 TWh, les CCG 7,35 TWh et les turbines à combustion (TAC) 0,46 TWh.

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que les actifs thermiques. L'enjeu pour ces moyens de production, sollicités de façon variable tout au long de l'année, est d'assurer une fiabilité et une disponibilité maximales. La fiabilité du parc thermique a été confirmée en 2020, à l'instar des années précédentes, et se situe au niveau des standards européens pour les CCG et les TAC.

La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement soutenu a été démontrée. Les TAC ont affiché un très bon taux de réponse lorsqu'elles ont été appelées à fonctionner par la DOAAT et RTE. En situation d'équilibre offre-demande tendu, les TAC ont pleinement joué leur rôle vis-à-vis de la sécurité du système.

1.4.1.2.2 Les enjeux de la production thermique

Un parc charbon en cours d'adaptation

Après avoir mis à l'arrêt, entre 2013 et 2015, dix unités de production, EDF a conservé les trois unités de production de technologie plus récente, situées au Havre (1 unité) et à Cordemais (2 unités). Un programme de rénovation de ces tranches a été réalisé, entre 2014 et 2016, pour améliorer leur fiabilité et leur rendement. Ces tranches sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxydes d'azote), ainsi que de dépoussiéreurs qui captent la quasi-totalité des poussières. Ces traitements permettent à ces tranches de répondre aux exigences de la réglementation environnementale en vigueur depuis 2016.

Le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 instaurant un plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles vise l'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2022. Ce mécanisme législatif, qui fait reposer sur l'exploitant la responsabilité de décider de poursuivre ou non le fonctionnement de son installation après 2022, ne prévoit pas d'indemnisation.

Dans ce cadre, EDF a décidé l'arrêt définitif de la centrale du Havre au 1er avril 2021.

Le dernier bilan prévisionnel de RTE montre toutefois la nécessité de maintenir la centrale de Cordemais « *jusqu'à la mise en service pérenne de l'EPR de Flamanville* ». La centrale de Cordemais s'arrêtera au plus tard en 2026.

Par ailleurs, en 2015, EDF a initié le projet Ecocombust, visant à mettre au point un combustible écologique (biomasse) par revalorisation de bois-déchet. Le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust. Ce programme de travail doit permettre de prendre une décision en 2021 sur le lancement de la phase d'industrialisation. La fabrication du combustible pourrait débuter à partir de 2023. Ce combustible serait utilisé pour les installations industrielles de chauffage et/ou de production de vapeur. Il pourrait également être employé en co-combustion avec une proportion minoritaire de charbon dans les chaudières de la centrale de Cordemais afin d'accompagner l'arrêt du charbon pour la production d'électricité.

Fermeture du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de la centrale thermique d'Aramon le 1er avril 2016, de celle de Porcheville et de la tranche 2 de Cordemais au printemps 2017, ces unités n'étant quasiment plus sollicitées depuis plusieurs années.

EDF a également arrêté définitivement la dernière tranche fioul (Cordemais 3) au printemps 2018.

Modernisation du parc de production thermique avec les cycles combinés au gaz naturel

EDF a mis en service en 2011 un premier Cycle Combiné au Gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod, puis deux cycles combinés à Martigues en 2012 et 2013, et enfin un cycle combiné de nouvelle génération à Bouchain en 2016 en partenariat avec General Electric. Cette modernisation du parc thermique permet d'en réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

Les CCG de Martigues résultent de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations (turbine à vapeur, condenseur ou installations de traitement d'eau) a été réutilisée. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW et le rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques charbon par exemple.

Le CCG de Bouchain est équipé de la nouvelle turbine de grande puissance de General Electric, la « 9HA ». Ce Cycle Combiné, aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %), présente de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne, soit une division par presque 3 par rapport à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015. Il a atteint, dans des conditions particulières d'exploitation, un rendement record de 62,22 %. L'installation a fonctionné de manière moins soutenue en 2020 (5 071 heures pour 2,4 TWh) par rapport à 2019 (6 015 heures pour 2,8 TWh), car il a été effectué un arrêt long pour réaliser une première inspection des parties chaude (IPC) sur la TAC 9HA.

Respect du cadre réglementaire

Rappel réglementaire

La réglementation applicable à la production thermique

Les centrales thermiques à flamme sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) codifiées dans le code de l'environnement. Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui les soumet à un régime de déclaration, d'enregistrement, ou d'autorisation en fonction de l'importance des risques et des inconvénients qui peuvent être engendrés. Cette réglementation impose notamment, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains ainsi que pour certaines installations la constitution de garanties financières destinées à assurer, suivant la nature des dangers ou inconvénients de chaque catégorie d'installations, la surveillance du site et le maintien en sécurité de l'installation, les interventions éventuelles en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture.

Les activités de production thermiques sont également soumises à d'autres réglementations spécifiques comme celle issue de la directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 ») mais également celle relative à la qualité de l'air au sens large issue de la directive européenne n° 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC), la directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (directive IED) et la directive n° 2015/2193/UE établissant des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes d'azote (NO_x) et de poussières.

En 2020, le parc thermique EDF France continentale a émis 4,05 millions de tonnes de CO_2 (contre 4,3 millions de tonnes en 2019) pour une production électrique nette d'environ 8,85 TWh (contre 9,85 TWh en 2019). Le contenu CO_2 du kWh produit par le parc thermique d'EDF en France continentale en 2020 s'élève à 449 g/kWh net (contre 426 g/kWh net en 2019 (1)). Cette légère remontée du contenu CO_2 du kWh thermique d'EDF résulte d'une utilisation moins importante dans le mix de production thermique des CCG d'EDF qui ont contribué à près de 83 % de la production du parc thermique en 2020 (contre 89 % en 2019). Pour rappel, en 2010 le contenu CO_2 du kWh produit par le parc thermique EDF France continentale était encore de plus de 900 g CO_2/kWh net.

En 2020 le parc thermique EDF France continentale a par ailleurs émis 0,7 kt de SO_2, 2,7 kt de NO_x et 0,02 kt de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants du parc thermique d'EDF ont été réduits par rapport à 2010 de 6 fois pour les NO_x, de plus de 35 fois pour le SO_2 et plus de 70 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes ; la rénovation et l'installation d'équipements de traitement des fumées aux meilleures techniques disponibles sur les centrales les plus récentes ; l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite ; et enfin par la mise en service de cycles combinés au gaz naturel peu polluants.

Les performances environnementales du parc thermique d'EDF en France continentale s'inscrivent ainsi pleinement dans les objectifs de développement durable du Groupe. Ceux-ci visent notamment à réduire les émissions de gaz à effet de serre afin d'atteindre 25 millions de tonnes de CO_2eq en 2030 en cohérence avec l'engagement d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Déconstruction des tranches arrêtées

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction des tranches de son parc thermique arrêtées ou dont l'arrêt est programmé. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2020 », note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction »).

EDF a poursuivi en 2020 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation. Les principaux travaux réalisés en 2020 ont concerné des opérations de désamiantage sur les tranches retirées d'exploitation de Cordemais et du Havre et de déconstruction sur le site de Vitry. Dans la continuité de ces opérations, EDF a engagé et réalisé un certain nombre d'activités d'expertise et de dépollution des sols, en particulier sur les sites de Vitry, Aramon et Porcheville.

EDF est par ailleurs attentif à préserver au mieux le potentiel de ses sites par une allocation raisonnée des espaces et la mise en œuvre d'une veille locale sur la réglementation d'urbanisme propre à sécuriser ses besoins. Cette gestion différenciée des espaces et des sols permet de libérer progressivement le foncier d'EDF de contraintes d'occupation (libération de nouvelles ressources foncières, de potentiel de biodiversité ou de désartificialisation des sols) en tenant compte des nouveaux besoins du Groupe, tout en accompagnant les territoires dans le développement de nouvelles activités.

1.4.1.3 Production à partir des énergies renouvelables et stockage

Le groupe EDF est aujourd'hui le *leader* européen des énergies renouvelables et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne. La production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe avec 22,3 GW installés. Le Groupe est également *leader* dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire. L'ambition d'EDF, en termes de capacité nette installée dans l'éolien et le solaire, est d'atteindre 21,3 GW fin 2024. Au total, les énergies renouvelables représentent déjà un quart de la capacité totale du Groupe.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.1.1.4 « EDF, investisseur le plus important dans les énergies décarbonées en Europe ».

Capacités nettes installées du Groupe dans les énergies renouvelables à fin 2020*

(en MW)	Hydraulique	Éolien	Photo-voltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 484	1 546	291	208	1	240	22 770
Europe hors France	1 155	1 838	94	7			3 093
Amérique	205	4 230	1 127				5 562
Asie	432	430	213				1 075
Afrique	-	335	474				809
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	**22 276**	**8 379**	**2 199**	**215**	**1**	**240**	**33 310**

* *Proportionnellement au pourcentage de détention.*

(1) Le calcul de cet indicateur est réalisé en ramenant les émissions de CO_2 à l'énergie nette en marche (incluant l'autoconsommation des auxiliaires de tranche).

1.4.1.3.1 Production hydraulique en France

1.4.1.3.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable en France et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire. Cette filière est importante pour le système électrique à plusieurs titres, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend près de 500 centrales incluant les centrales des filiales françaises et des sociétés frontalières (centrales franco-allemandes ou franco-suisses). Au périmètre de EDF SA ce parc comptait 427 centrales à fin 2020, avec un âge moyen de 75 ans [1] :

CENTRALES HYDRAULIQUES	31/12/2020	31/12/2019
PUISSANCE MAXIMALE TOTALE *(en GW)*	**20,1**	20,1
PRODUCTION TOTALE STEP COMPRISE* *(en TWh)*	**44,7**	39,7

* *Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.*

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif Central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20,1 GW (hors Outre-mer et Corse), soit 23,1 % de la capacité installée du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle de plus d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usages de l'eau (détaillée section 1.4.1.3.1.4 « les enjeux de la production hydraulique »). Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe, qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation :

- des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent quasiment pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment ;
- des éclusées avec une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinées à une utilisation ponctuelle en cours de semaine, ou de journée, pour couvrir les pointes de demande ;
- des aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif Central et Pyrénées) permettant la mobilisation de puissance aux jours et heures de pointe de consommation ;
- des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui permettent de pomper l'eau du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, de manière à constituer un stock qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval) ;
- une usine marémotrice sur la Rance qui, en utilisant le mouvement ascendant et descendant de la marée, fournit de l'électricité de manière très régulière.

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage	Productible gravitaire moyen sur 50 ans [1]
Fil de l'eau	3,6 GW	16,7 TWh
Lac	8,1 GW	14,5 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,1 TWh
Transfert d'Énergie par Pompage [2]	5,0 GW	1,5 TWh
Marémotrice	240 MW	0,5 TWh

(1) Le productible moyen sur 50 ans est réévalué sur la base du changement climatique déjà constaté.
(2) Seul le productible gravitaire est comptabilisé dans les STEP sans prendre en compte l'énergie de pompage.

1.4.1.3.1.2 La performance du parc de production hydraulique

La production d'électricité d'origine hydraulique d'EDF SA en France continentale a été de 44,71 TWh, hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage, soit 11,5 % de la production totale d'électricité d'EDF.

EDF a consacré, en 2020, près de 441 millions d'euros au périmètre de la France continentale pour le développement et la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance des centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent plus de 15,6 GW, soit environ 77 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis quatre centres de conduite. Ils sont capables de modifier leur programme de fonctionnement, à tout instant, pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Afin d'améliorer la fiabilité des centrales les plus importantes, EDF surveille depuis 5 centres régionaux d'exploitation les paramètres physiques (température, vibration, etc.) des machines. Cela permet de détecter au plus tôt toute dérive et ainsi d'éviter des incidents par une meilleure connaissance de l'état et du comportement en fonctionnement du matériel.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2020

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2020 se caractérise par une hydraulicité légèrement excédentaire et une bonne performance de production liée à la mobilisation de l'ensemble des entités pour limiter l'impact de la crise sanitaire sur l'exploitation et la maintenance du parc de production, dans un contexte de poursuite des démarches de transformation.

Les indicateurs de production 2020 traduisent un niveau de performance très satisfaisant, avec un taux de perte interne [2] de 3,8 % (4,0 % en 2019). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par les centrales, s'établit à 99,4 % (99,3 % en 2019). Le taux d'avarie est de 3,3 % en 2020 (4,0 % en 2019).

En anticipation des besoins liés au développement des énergies renouvelables variables (éolien, solaire), l'accent est mis sur l'accroissement de la flexibilité des moyens de production hydroélectriques et sur l'adaptation de la télé-conduite des centrales pour capter les opportunités offertes par le développement des marchés européens infra-journaliers de l'électricité.

L'année 2020 du parc de production hydroélectrique d'EDF a été marquée par un événement climatique hors norme. La tempête « Alex » a durement frappé l'arrière-pays niçois, avec des impacts dramatiques pour les populations. Les installations hydroélectriques d'EDF ont subi une crue brutale de la Vésubie et de la Roya. Les temps de retour des débits sont estimés de l'ordre de grandeur centennal. EDF a assuré la mise en sécurité de ses personnels et veillé en permanence à la tenue des ouvrages pour garantir la protection des populations. De nombreux ouvrages et équipements ont été lourdement endommagés sur ces deux cours d'eau.

(1) Moyenne arithmétique.

(2) La perte interne est l'énergie des débits non turbinés dont les volumes n'ont pas pu être stockés. Le taux de perte interne est obtenu en divisant la perte interne par la production réalisée de l'année à laquelle on rajoute les pertes totales.

Une vaste opération logistique a été déclenchée afin d'assurer la reprise des installations industrielles, la sécurité des tiers ainsi que le soutien aux équipes et à leur famille. Elle a permis le redémarrage des usines les moins touchées moins d'une semaine après les crues. Une action de soutien aux populations et aux salariés a également été mise en œuvre [1].

À la fin de l'année 2020, neuf usines ont été remises en service opérationnel, cinq autres sont toujours à l'arrêt dont la centrale de Roquebillière qui a été totalement détruite.

1.4.1.3.1.3 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir la section 2.2.4 « Performance opérationnelle » – facteur de risque « 4B atteinte à la sûreté hydraulique »).

Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, par l'information auprès des usagers (campagnes de communication, information des intervenants en rivière, mobilisation d'hydro-guides en période estivale) concernant les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État. Parmi les barrages les plus importants, 67 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages, notamment par une auscultation continue.

De plus, pour chacun des 240 barrages classés A et B, une étude de dangers est réalisée tous les dix ans ou quinze ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Ces études consolident une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées s'inscrivant dans une démarche de réduction des risques [2], et incluent un diagnostic complet opéré avec des moyens subaquatiques ou une vidange de la retenue. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État.

Rappel réglementaire

Réglementation applicable en matière de sécurité et sûreté des ouvrages

Le code de l'environnement comporte, à ses articles R. 214-112 et suivants, des dispositions applicables à la sécurité et à la sûreté des ouvrages hydrauliques autorisés et concédés. Les barrages sont répartis en trois classes (A, B, C) en fonction de leurs caractéristiques, notamment leur hauteur et le volume de la retenue. Selon ce classement et le régime juridique de l'ouvrage, la réglementation impose à l'exploitant ou au concessionnaire un certain nombre d'obligations pour garantir leur sécurité et leur sûreté.

1.4.1.3.1.4 Les enjeux de la production hydraulique

L'énergie hydraulique constitue un élément essentiel de la transition énergétique, à la fois par le caractère décarboné de sa production, mais aussi par sa flexibilité et sa capacité de stockage sans commune mesure avec les autres moyens de stockage d'énergie. La PPE a ainsi fixé des objectifs ambitieux pour le développement de l'hydroélectricité en France en visant + 1 GW de capacité gravitaire et + 1,5 GW de STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) à l'horizon 2030-2035.

Au-delà de la production d'énergie renouvelable et de son développement, l'hydroélectricité joue aussi un rôle majeur dans la gestion de la ressource en eau sur les territoires.

Le renouvellement des concessions

Rappel réglementaire

Réglementation applicable aux installations hydrauliques en France

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par l'État (pour les ouvrages dont la puissance est supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisations préfectorales (pour les ouvrages de moins de 4,5 MW).

Le code de l'énergie précise que l'octroi d'une concession d'énergie hydraulique est précédé d'une publicité et d'une mise en concurrence selon les modalités prévues par la troisième partie du code de la commande publique, sous réserve des dispositions prévues par le code de l'énergie.

Conformément à l'article L. 523-2 du code de l'énergie, les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 audit code, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 20 titres de concession échus au 31 décembre 2020, correspondant à une puissance installée de 2 508 MW, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », ainsi défini par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est *prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon* à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du code de l'énergie).

Dans ce contexte, EDF se prépare au renouvellement des concessions dans le cadre juridique alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation.

Sur ce sujet, les discussions se poursuivent entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure. Dans la première, datée du 22 octobre 2015, la CE considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions des articles 102 et 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) qui conduirait à renforcer une position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. L'État a répondu à cette mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échanges contradictoires avec la CE sans préjuger de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a adressé ses observations à la CE le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée. Depuis, EDF a été associé à certains échanges entre l'État et la CE, notamment pour apporter des précisions d'ordre technique sur le fonctionnement du marché français.

Par ailleurs, le 7 mars 2019, la CE a adressé à la France une seconde lettre de mise en demeure relative au renouvellement des contrats des concessions hydroélectriques. Sept autres États membres ont également reçu une mise en demeure (l'Autriche, l'Allemagne, la Pologne, la Suède, le Portugal et le Royaume-Uni, et deuxième lettre de mise en demeure complémentaire à l'Italie). Plus précisément sur le cas de la France, la CE a invoqué d'une part, des problèmes d'application du droit européen de la commande publique à ces renouvellements et, d'autre part, des problèmes de non-conformité de la législation française régissant de tels renouvellements avec ce même droit européen de la commande publique. Le gouvernement français avait deux mois pour répondre à la CE.

Voir également la section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » – facteur de risque 1C « Évolution du cadre réglementaire des concessions hydrauliques ».

(1) Avec le concours de la Fondation EDF.

(2) Pour en savoir plus, consulter le rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.

Le développement du parc

EDF a engagé, ces dernières années, dans le cadre des objectifs ambitieux fixés par le gouvernement français en la matière, plusieurs projets majeurs de développement sur son parc hydraulique (la construction d'un nouveau groupe de 237 MW équipant la STEP à la Coche, la rénovation et l'augmentation de puissance de la centrale de la Bathie portant cet aménagement à 600 MW).

En octobre 2020, EDF a mis en service de la centrale de Romanche Gavet (97 MW de puissance pour un productible de 567 GWh) [(1)].

EDF a également été actif sur le développement du segment de la « petite hydraulique », notamment par le développement de projets dits *greenfield* dans le cadre des appels d'offres CRE (EDF a ainsi remporté, *via* sa filiale SHEMA, 5 projets pour un total de 9,4 MW), et par la mise en œuvre d'une stratégie d'acquisition ciblée qui s'est traduite par celle de la centrale de Neuville-sur-Ain d'une puissance de 2,5 MW en 2020.

EDF entend poursuivre cette dynamique de développement en s'inscrivant pleinement dans les objectifs fixés par la PPE en matière de développement hydraulique.

Plusieurs leviers seront mis en œuvre pour répondre à cette ambition :

- des augmentations de puissance d'ouvrages sous concession : une disposition de la loi énergie-climat du 8 novembre 2019 (codifiée à l'article L. 511-6-1 du code de l'énergie) a introduit la faculté d'utiliser une procédure de déclaration pour réaliser une augmentation de puissance, sous réserve du respect de plusieurs conditions, dont l'acceptation de l'autorité administrative ;
- le développement de projets de stockage majeurs pour répondre à la fois aux besoins de la transition énergétique mais aussi aux besoins croissants de soutien d'étiage dans un contexte de changement climatique. Ainsi les STEP ont un rôle majeur à jouer dans le cadre de la transition énergétique et de l'intégration des énergies variables dans le système électrique français. EDF entend pleinement valoriser cet actif hydraulique au travers du plan stockage en France et à l'international. En particulier, EDF étudie plusieurs projets de STEPs à partir d'ouvrages existants. EDF porte notamment un projet important sur la vallée de la Truyère, dans le cadre d'un projet de prolongation des concessions de la Truyère et du Lot Amont, pour répondre aux besoins de stockage. Il a été déposé par le gouvernement français en avril 2017 à la Commission européenne et est en attente d'un accord de principe préalable à la démarche formelle de notification ;
- le développement de projets hydrauliques ultra-marins afin de répondre aux besoins identifiés dans les PPE de ces territoires ;
- la poursuite du turbinage des débits réservés avec de nouveaux projets d'équipements prévus notamment sur la vallée de la Loire et de la Dordogne ;
- la poursuite du développement du segment dit de « la petite hydraulique » en France métropolitaine (installations de petite et moyenne puissance, majoritairement inférieure à 12 MW, mais pouvant atteindre parfois 20 à 30 MW) sur deux axes. Le premier axe concerne l'amélioration de la performance de ce segment sur le parc existant avec une gestion patrimoniale dédiée à ces 237 centrales (productible de 5,5 TWh en 2019) dans une logique de sécurisation d'une trajectoire financière durablement positive. Le second axe vise un objectif de 30 MW de puissance additionnelle sur ce segment, *via* des acquisitions et quelques cessions, et le développement de projets dits *greenfield* notamment dans le cadre des appels d'offres de la CRE.

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF a toujours été soucieux d'assurer un développement durable et partagé des vallées hydrauliques et des territoires économiques en proximité des ouvrages de production. Ces territoires, souvent ruraux, parfois isolés, sont toujours en recherche d'adaptation en réponse aux évolutions de leur environnement, qu'elles soient économique, sociétale, ou même climatique.

Dans ce contexte, EDF affiche l'ambition d'un ancrage territorial fort, articulant une stratégie de concessionnaire responsable fondée sur le dialogue et la co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes, avec un soutien au développement économique local au travers de ses agences « Une rivière, un territoire ».

La démarche de concessionnaire hydroélectrique responsable d'EDF s'illustre par un travail collaboratif avec les acteurs économiques, politiques et associatifs ainsi que les riverains, en proximité des ouvrages hydrauliques exploités.

Elle s'articule autour de deux leviers principaux :

- tout d'abord une volonté de maximiser les retombées économiques des activités hydroélectriques pour les territoires hydrauliques permettant notamment de disposer de tissus industriels locaux (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 1 000 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique) mais aussi de services locaux bénéficiant à tous les acteurs de la vallée. À ce titre, l'évaluation de l'empreinte emploi des activités hydroélectriques EDF en France métropolitaine est estimée à près de 3 994 emplois indirects ;
- puis une démarche permanente de dialogue avec les parties prenantes des territoires hydrauliques qui s'illustre *via* :
  - la concertation (le projet d'œuvre artistique ASTER, une fresque qui sera réalisée sur le parement du barrage de Saint-Étienne de Cantales, a fait l'objet d'une large concertation avec de nombreux acteurs du territoire),
  - l'utilisation d'outils de dialogue, ou de mesure, et de diffusion d'informations sur l'empreinte territoriale de chantiers significatifs qui s'appuient sur la démarche « Chantier d'Avenir » (la rénovation d'usines sur le Rhin ou la construction d'un ouvrage de franchissement piscicole du barrage de Malause dans le Tarn-et-Garonne),
  - ou encore le développement de portails d'échange d'informations et de données multiservices au quotidien (développement des services et de la couverture de l'application « Ma Rivière & Moi » déployée sur plusieurs vallées des Alpes, des Pyrénées, de Méditerranée et du Massif Central).

L'engagement territorial des activités hydrauliques d'EDF a, par ailleurs, pris une dimension toute particulière en 2020 en lien avec la crise Covid-19. EDF a notamment accompagné la relance économique des territoires hydrauliques pour un soutien fort aux activités touristiques de l'été avec :

- le développement d'activités exceptionnelles, notamment de tourisme industriel autour de nos aménagements et des lacs de nos retenues, intégrées aux projets touristiques territoriaux ;
- la vigilance particulière sur les côtes des lacs de retenues en soutien des activités nautiques ;
- ou enfin la mobilisation encore renforcée sur la sécurité des très nombreux visiteurs de l'été 2020 aux abords des rivières à travers notamment le dispositif des hydro-guides.

EDF a lancé en 2012, un programme dédié : « Une rivière, un territoire ». Ce programme de proximité a permis, depuis 2013, de créer ou de préserver près de 500 emplois dans les vallées par des prêts à plus d'une cinquantaine d'entreprises locales. Ce sont près de 800 emplois qui devraient être créés/préservés d'ici 2023. Les 8 agences « Une rivière, un territoire » déploient des stratégies d'action propres aux spécificités de leurs territoires d'implantation pour :

- intégrer par et pour l'emploi ;
- développer les activités économiques durables dans les vallées ;
- accompagner des porteurs de projets publics ou privés ;
- et développer l'innovation dans ces territoires principalement ruraux.

Dans le contexte exceptionnel de crise sanitaire et de ses conséquences économiques. « Une rivière, un territoire » a mis en place deux démarches d'appui spécifiques dès le printemps 2020 :

- un dispositif de « prêt rebond » a été mis en place visant en premier lieu à soutenir la trésorerie de nos prestataires mais aussi d'acteurs essentiels à la vie économique et sociale de nos vallées avec la mobilisation de 1 million d'euros jusqu'à fin 2021 ;
- de plus, le fonds « Une Rivière Un Territoire Financement » (qui accompagne par des prêts des entreprises locales) a mis en place un accompagnement spécifique des sociétés de son portefeuille, en acceptant des différés de 3 mois à 6 mois de leurs échéances de prêts. Par ailleurs des initiatives locales ponctuelles d'anticipation de commande, de don financier ont été mises en place localement.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 9 octobre 2020 « EDF met en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère) ».

La gestion de l'accès à l'eau

Rappel réglementaire

Réglementation applicable en matière de gestion équilibrée de la ressource en eau

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles de fond de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la sûreté des zones situées à proximité, à l'aval des aménagements hydrauliques et au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau.

Les barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de près de 7 milliards de mètres cubes d'eau. Associés à la production électrique, les aménagements hydrauliques sont également sollicités pour intervenir dans la gestion de l'eau, ce qui est une contribution importante d'EDF à la vie et au développement économique des territoires.

Ainsi, EDF n'est pas qu'un producteur hydroélectrique mais apporte également sa contribution à la gestion durable de la ressource en eau, par exemple en soutenant les débits des rivières pendant les sécheresses.

Ces actions sont menées par EDF au bénéfice des milieux aquatiques et des autres usages de l'eau, sur les bassins de la Garonne, de l'Aude, de l'Ardèche, de la Vienne et de la Moselle. Sur un bassin de la Garonne particulièrement affecté par la multiplication des épisodes de sécheresse, EDF a conclu, en juillet 2020, une nouvelle convention de soutien d'étiage avec les acteurs de l'eau du bassin. Cette convention permet d'augmenter de 36 % les volumes des retenues hydroélectriques dédiés au soutien de la Garonne, grâce à un dispositif innovant d'indemnisation d'EDF.

EDF garantit également sur les grands réservoirs des niveaux d'eau, les cotes touristiques, qui permettent le développement d'usages récréatifs et d'une économie du tourisme dans des démarches concertées. De même, EDF assure, sur certaines rivières, des débits d'eau permettant des activités sportives et de loisir en rivière (canoë-kayak…).

Les retenues du complexe Durance-Verdon et de Saint-Cassien (Alpes-Maritimes) jouent également un rôle fondamental pour l'irrigation des cultures en Provence ou encore l'alimentation en eau potable de la Côte d'Azur.

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes. Cela peut se formaliser par des conventions avec les élus locaux, pêcheurs, agriculteurs, responsables de sites touristiques et industriels. EDF est en effet un acteur à part entière de la gouvernance de la gestion de l'eau dans les territoires. EDF a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de bassin ». Elle permet d'organiser et d'assurer une présence de tous les métiers d'EDF dans les instances de l'eau comme les Comités de bassin ou les Conseils d'administration des agences de l'eau, pour le compte de l'UFE (Union Française de l'Électricité). Cette représentation et cette action coordonnée au sein d'EDF dans la gestion de l'eau garantissent la durabilité de ses activités et la gestion partagée des ressources en eau.

EDF veille constamment à réduire les impacts de ses ouvrages sur la biodiversité aquatique, à travers le respect des débits réservés, l'équipement des ouvrages en dispositifs de franchissements piscicoles sur les cours d'eau classés ou encore l'adaptation des conditions d'exploitation à la fragilité des milieux.

1.4.1.3.2 Autres énergies renouvelables

1.4.1.3.2.1 La biomasse et le biogaz

Par le biais de ses participations, le Groupe détient des parts en France (notamment au travers de sa filiale Dalkia, voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia ») et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible, et s'engage depuis plusieurs années dans le développement de la méthanisation pour valoriser le biogaz produit tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

1.4.1.3.2.2 L'énergie géothermique

Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'appuie sur sa filiale Électricité de Strasbourg qui opère deux installations industrielles en Alsace, l'une de chaleur sur le site de Rittershoffen, Ecogi, à destination d'un industriel local et l'autre de production d'électricité sur le site de Soultz-sous-Forêts.

1.4.1.3.3 L'activité d'EDF Renouvelables

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté en grande partie par sa filiale EDF Renouvelables. L'ensemble des sociétés du groupe EDF Renouvelables employait 3 949 personnes au 31 décembre 2020.

EDF Renouvelables dispose de l'expertise qui lui permet d'assurer le développement du groupe EDF dans les énergies renouvelables et s'inscrit dans la dynamique du marché en restant très présent dans l'éolien terrestre et maritime tout en accélérant dans la filière solaire photovoltaïque.

EDF Renouvelables poursuit également son développement dans le secteur du stockage en cohérence avec le Plan Stockage d'EDF qui vise 10 GW de nouvelles capacités d'ici 2035, dont 4 GW de batteries de grande échelle.

Enfin, EDF est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises. Il est présent tant en France (*via* la filiale EDF ENR) qu'à l'étranger, notamment aux États-Unis, en Chine et au Royaume-Uni.

EDF Renouvelables s'inscrit dans une dynamique de forte croissance de ses capacités installées (+ 8,7 % de taux de croissance annuel composé sur les cinq dernières années). Au 31 décembre 2020, EDF Renouvelables dispose d'une capacité installée brute de 13 788,5 MW, d'une capacité nette installée de 8 662,8 MW et de 8 061,8 MW bruts en cours de construction. Le portefeuille de projets représente 60,2 GW fin 2020. L'ambition du groupe EDF en termes de capacité nette installée renouvelables (hors hydraulique) est d'atteindre 21,3 GW en 2024.

Présent dans plus de 20 pays, EDF Renouvelables figure parmi les acteurs de référence du développement et de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, notamment dans ses principales zones d'implantations historiques que sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités en renforçant sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats Arabes Unis, l'Arabie Saoudite, le Maroc ou l'Égypte.

EDF Renouvelables est un acteur intégré du secteur des énergies renouvelables, qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Renouvelables est actif en amont dans le développement de projets, puis dans l'ingénierie lors de la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Selon les cas, EDF Renouvelables développe des projets seuls ou en partenariat. Fin 2020, EDF Renouvelables détient 74 % d'éolien et 26 % de solaire et a engagé un rééquilibrage technologique.

Dans le cadre de son modèle d'activité, le Groupe réalise également des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), qui consistent à céder, tout ou partie, des projets qu'il a construits, à des tiers investisseurs. À ce titre, la capacité nette cédée sur l'année 2020 s'est élevée à 1 406,3 MW.

1.4.1.3.3.1 Le parc

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

	Au 31/12/2020		Au 31/12/2019	
(en MW)	Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]
Éolien				
Afrique du Sud	110,6	55,8	110,6	55,8
Allemagne	175,3	173,3	187,3	185,3
Belgique [3]	325,2	26,9	325,2	26,9
Brésil	329,0	238,0	182,0	182,0
Canada	560,2	506,2	784,7	618,4
Chili	115,0	57,5	115,0	57,5
Chine	617,3	215,7	219,3	102,6
Danemark	6,0	6,0	6,0	6,0
États-Unis	3 618,1	2 803,2	3 424,5	2 605,4
France	1 695,1	1 527,8	1 652,6	1 485,3
Grèce	264,5	238,2	264,5	238,2
Inde	269,0	176,5	269,0	176,5
Italie	39,8	25,2	39,8	25,2
Mexique	324,0	162,0	391,5	229,5
Portugal	546,5	148,9	546,5	205,0
Royaume-Uni [4]	602,5	187,4	591,7	184,6
Turquie	559,0	279,5	661,6	267,4
Total éolien [5]	**10 156,9**	**6 828,1**	**9 771,6**	**6 651,6**
Solaire				
Brésil	398,5	199,3	398,5	199,3
Canada	61,4	42,4	61,4	42,4
Chili	261,0	130,5	261,0	130,5
Chine	117,0	113,1	98,3	79,1
Égypte	148,6	65,2	130,0	65,0
Émirats Arabes Unis	1 065,2	170,4	660,2	105,6
États-Unis	533,9	379,6	151,8	151,8
France	278,0	219,4	334,5	210,8
Grèce	12,1	12,1	12,1	12,1
Inde	207,0	99,7	207,0	99,7
Israël	323,9	220,3	295,1	192,5
Mexique	119,6	119,6	119,6	119,6
Turquie	36,4	18,2	36,4	18,2
Total solaire [5]	**3 562,6**	**1 789,7**	**2 766,0**	**1 426,6**
stockage				
États-Unis	20,0	20,0	20,0	20,0
Royaume-Uni	49,0	25,0	49,0	25,0
Total stockage [5]	**69,0**	**45,0**	**69,0**	**45,0**
TOTAL [5]	**13 788,5**	**8 662,8**	**12 606,6**	**8 123,2**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Renouvelables est actionnaire.
(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Renouvelables.
(3) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.
(4) EDF Renouvelables détient 51 % d'EDF Renewables UK (les 49 % restants étant détenus par EDF Energy), voir la section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ».
(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

En 2020, la production électrique des parcs d'EDF Renouvelables consolidés en intégration globale et en mise en équivalence, toutes filières et tous pays confondus, a été de 23,4 TWh. Le facteur de charge à fin 2020 atteint 30 % dans l'éolien terrestre et 16 % dans le solaire.

1.4.1.3.3.2 Les filières et faits marquants

Pour un détail des activités renouvelables en Italie et de la Belgique, se reporter respectivement aux sections 1.4.5.2 « Italie » et 1.4.5.3.1 « Europe du Nord ».

La filière éolienne

L'éolien terrestre (*onshore*)

Au cours de l'année 2020, EDF Renouvelables a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre pour contribuer à la stratégie CAP 2030 du Groupe. EDF Renouvelables totalise 9 420,2 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2020. Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2020 2 395,7 MW bruts, et les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 2 380,4 MW bruts au 31 décembre 2020.

France

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans l'éolien en mettant en service près de 54,5 MW supplémentaires en 2020, dont les parcs de Fontaine (13,2 MW), d'Allainville (16,9 MW), de Petit Canal (9 MW) et de Mottenberg (15,4 MW). Au-delà de ces nouvelles capacités, plusieurs parcs éoliens sont en construction pour un total d'environ 146,8 MW bruts.

En 2020, EDF Renouvelables poursuit notamment la construction du projet du Beaujolais vert (12 MW), premier parc éolien du département du Rhône. EDF Renouvelables a remporté 74 MW de projets éoliens lors des appels d'offres de la CRE (Champ Gourleau, Longues Roies, Telegraphe, Sud Arrageois, Mottenberg).

Royaume-Uni

En 2020, EDF Renouvelables a mis en service le parc éolien de Burnfoot East d'une capacité de 10,8 MW.

Pologne

EDF Renouvelables a lancé la construction de trois projets de parcs éoliens d'une puissance totale de 68 MW remportés en appel d'offres fin 2019.

États-Unis

EDF Renouvelables et Alliant ont mis en service, en mars 2020, le projet éolien de Golden Plains dans l'Iowa, d'une capacité installée de 200 MW.

En octobre 2020, EDF Renouvelables et Coopérative électrique de Pedernales Inc. (PEC) ont signé un accord d'achat d'électricité (PPA) de 15 ans pour une part de 100 MW dans le projet de King Creek 1 (au Texas). La construction a débuté fin 2020.

Brésil

En construction depuis 2019, la phase 1 du parc Folha Larga Norte, situé dans l'État de Bahia au Brésil a été mise en service au deuxième semestre 2020. La phase 2 sera mise en service en 2021. Avec ce nouveau projet, composé de 82 éoliennes et d'une capacité installée de 344 MW, EDF Renouvelables disposera de 526 MW de projets éoliens en exploitation à Bahia. Implanté sur le territoire brésilien depuis 2015, EDF Renouvelables figure parmi les *leaders* du pays dans le secteur des énergies renouvelables. EDF renouvelables possède également le parc éolien Ventos da Bahia, situé dans les communes de Bonito et Mulungu do Morro, d'une capacité totale de 365 MW, dont 182 MW sont en construction.

Arabie Saoudite

En 2020, EDF Renouvelables, *leader* du consortium avec Masdar et Nesma, a poursuivi la construction du projet de Dumat Al Jandal. D'une capacité installée de 416 MW, ce parc éolien sera, d'ici 2022, le premier d'Arabie Saoudite et le plus puissant du Moyen-Orient.

Maroc

EDF Renouvelables et Mitsui & Co. Ltd., groupe international de trading et d'investissement avec un portefeuille d'activités diversifié, ont lancé le chantier de la première phase du parc éolien de Taza (87 MW), situé dans le nord du Maroc.

L'éolien en mer (*offshore*)

L'éolien *offshore* représente pour EDF Renouvelables un axe fort de développement. L'entreprise est déjà présente sur le marché de l'éolien en mer à travers 6,5 GW de projets en développement, en construction, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance. EDF Renouvelables est présent en Europe (Allemagne, Belgique, France, Irlande, Royaume-Uni) où il est le 9e acteur avec 1,4 GW de projets en construction. Il est aussi présent en Chine et a pris position aux États-Unis.

France

EDF Renouvelables est le *leader* de l'éolien en mer avec 4 projets remportés sur 7 dans le cadre d'appels d'offres lancés par l'État français.

- Trois projets ont été remportés en 2012 à savoir les parcs éoliens en mer de Fécamp, Saint-Nazaire et Courseulles-sur-Mer. Ils totalisent une capacité de près de 1 430 MW et représentent un investissement total d'environ 6 milliards d'euros. L'ensemble des demandes d'autorisation a été accordé pour ces trois projets. Le montage partenarial associe EDF Renouvelables, Enbridge et wpd pour les projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer. Pour le projet de Saint-Nazaire, EDF Renouvelables est associé à Enbridge.

  En 2018, l'État français a confirmé ces trois projets éoliens en mer. La construction du parc éolien de Saint-Nazaire lancée en septembre 2019, s'est poursuivie en 2020.

  En juin 2020, EDF Renouvelables et ses partenaires ont signé l'ensemble des accords de financement avec les partenaires financiers du parc éolien en mer de Fécamp et ont lancé sa construction [(1)].

  La construction du parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer a été lancée en février 2021.

- Le projet de Dunkerque a été remporté en juin 2019. Le futur parc de Dunkerque aura une capacité installée de près de 600 MW. Le consortium gagnant est constitué d'EDF Renouvelables et des sociétés Innogy et Enbridge. Il assurera la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc. Au dernier trimestre 2020, un débat public s'est tenu autour du projet dans le cadre de réunions sur le territoire dunkerquois, puis il a été digitalisé en raison du confinement lié à la crise sanitaire. L'équipe d'EDF Renouvelables dédiée au projet, ainsi que RTE, y ont contribué sous l'autorité administrative indépendante garante du débat public (la CPDP).

EDF Renouvelables mène par ailleurs un projet de parc pilote (Provence Grand Large) en mer Méditerranée basé sur la technologie de l'éolien flottant.

Royaume-Uni

EDF Renouvelables a poursuivi en 2020 la construction du parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » en partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB. Ce projet de 450 MW est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte Est de l'Écosse.

États-Unis

EDF Renouvelables a constitué fin 2018, avec Shell New Énergies U.S. LLC (Shell), une joint-venture codétenue à parité, la société Atlantic Shores Offshore Wind, LLC. Cette joint-venture a pour objet de développer des éoliennes en mer sur un site localisé dans la zone d'énergie éolienne du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines. La zone couverte par le bail recèle un potentiel de production d'énergie éolienne en mer d'environ 2 500 MW. Cette zone bénéficie d'importantes et régulières ressources éoliennes dans des eaux relativement peu profondes, situées à proximité de grandes agglomérations fortement consommatrices d'électricité. En décembre 2020, la joint-venture a répondu à l'appel d'offres lancé par l'état du New Jersey pour installer entre 1 200 MW et 2 400 MW d'éolien en mer.

Irlande

En 2020, EDF Renouvelables a pris position en Irlande en acquérant 50 % du projet éolien en mer de Codling, en partenariat avec Fred Olsen Renewables Ltd., afin de développer et construire ce futur projet éolien en mer [(2)]. Présentant un potentiel d'1 GW, ce projet se situe au sud de Dublin, à 13 km au large des côtes du comté de Wicklow.

Chine

En 2020, EDF (EDF Renouvelables et EDF Chine) et China Energy Investment Corporation (CEI) ont annoncé avoir franchi une nouvelle étape dans leur partenariat industriel à travers la conclusion des accords de joint-venture relatifs aux projets éoliens en mer d'une capacité totale de 502 MW et situés au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai, en Chine [(3)]. La nouvelle société commune exploite le parc Dongtai IV et construit actuellement le projet de Dongtai V.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020 « EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer de Fécamp ».

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 11 février 2020 « Le groupe EDF prend position en Irlande en acquérant 50 % du projet éolien en mer de Codling ».

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020 « Les groupes EDF et CEI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer de Chine ».

La filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque dans la perspective d'un rééquilibrage entre technologies. À fin 2020, la capacité solaire installée s'élève à 3 562,6 MWc bruts (1 789,7 MWc nets), en augmentation de 796,6 MWc nets, soit + 29 %, par rapport à fin 2019.

EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 3 816,6 MWc bruts.

France

EDF Renouvelables a structuré sa démarche afin de contribuer au Plan solaire, lancé par le Groupe en décembre 2017, qui vise à faire d'EDF, d'ici 2035, l'un des *leaders* du solaire photovoltaïque en France en captant 30 % de parts de marché. Afin d'accélérer sa croissance dans le solaire, EDF déploie une stratégie couvrant tous les segments de marché. Elle repose sur un modèle intégré allant du développement des projets jusqu'à leur exploitation, sur la recherche de l'excellence industrielle et sur un investissement soutenu dans l'innovation. Cette stratégie s'appuie sur la recherche et développement d'EDF et sur le maillage territorial des équipes d'EDF dédiées aux collectivités et aux entreprises. Les terrains ciblés prioritairement sont des sites dits « dégradés », c'est-à-dire des friches industrielles, des sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières, qui peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques.

Depuis l'annonce du Plan solaire, EDF a réussi la phase préparatoire du plan et son lancement opérationnel. En 2019, EDF Renouvelables a acquis le groupe LUXEL, acteur indépendant du solaire en France, et a ainsi renforcé son portefeuille de parcs en exploitation et de projets. En 2020, EDF Renouvelables s'est placée dans le trio de tête des développeurs de projets solaires au sol en remportant un total de 190 MWc de capacité dans le cadre des appels d'offres organisés par la CRE (26 MWc en avril lors de l'appel d'offres Haut-Rhin 2 ; 41 MWc en avril lors de l'appel d'offres « CRE 4.7 » ; 8MWc en avril lors de l'appel d'offres « ZNI » ; 105 MWc en octobre lors de l'appel d'offres « CRE 4.8 » et 11 MWc en décembre lors de l'appel d'offres « Innovation »). De plus, le portefeuille de projets solaires en France d'EDF comprend 492 MWc de projets autorisés et 2 500 MWc de projets avec un foncier sécurisé à fin 2020.

L'innovation vient également en soutien du développement du solaire photovoltaïque avec notamment des projets de centrales flottantes. Lazer, le premier projet du groupe EDF de centrale solaire flottante situé sur le Buëch, dans les Hautes Alpes, a été sélectionné dans le cadre de l'appel d'offres solaire au sol lancé par le ministère de la Transition écologique et solidaire. Des panneaux solaires, d'une puissance maximale de 20 MWc, seront installés sur 24 hectares sur la retenue hydroélectrique, soit les trois quarts de la surface totale du plan d'eau.

Certains projets font l'objet d'une campagne de financement participatif qui permet d'associer des habitants de la région au financement des projets concernés. C'est le cas, par exemple, pour deux centrales solaires, Ambes (9 MW) et Artix (4 MW), *via* une campagne qui visait à lever 200 000 euros auprès des habitants de la Gironde et des Pyrénées-Atlantiques. C'est également le cas pour trois parcs photovoltaïques qui seront mis en service en 2021 et qui sont situés sur les communes de Lagnieu, Loyettes et Samognat. La collecte a permis de lever un montant total de 300 000 euros *via* la plateforme digitale d'investissement Lendosphère.

États-Unis

EDF Renouvelables et Nucor Corporation, entreprise sidérurgique diversifiée, ont signé un accord d'achat d'énergie de 15 ans pour 250 MWac d'énergie solaire au Texas. Le projet devrait être mis en service au cours du deuxième trimestre 2023.

EDF Renouvelables Amérique du Nord et Geenex Solar ont signé un accord portant sur un portefeuille de 4,5 gigawatts de projets solaires à différents stades de développement aux États-Unis [1].

La filiale nord américaine a également mis en service, en fin d'année, deux parcs solaires, Maverick 1 et 4, pour un total de près de 310 MW. Ces installations sont situées en Californie.

Royaume-Uni

2020 marque l'année du lancement dans le solaire au sol d'EDF Renouvelables au Royaume-Uni *via* le développement de divers projets solaires et la signature d'un partenariat avec Octo Energy. Il a pour objet d'identifier des sites en Angleterre et dans le Pays de Galles en vue d'y développer des projets solaires hybrides et de stockage.

En octobre 2019, EDF Renouvelables a signé trois contrats de vente d'électricité (*Power Purchase Agreement* ou PPA) avec Tesco, l'un des *leaders* de la grande distribution au Royaume-Uni. Ces trois contrats concernent un volume total de 60 MW de capacité installée provenant de 17 installations photovoltaïques sur toiture en cours de construction en Angleterre.

Irlande

En 2020, EDF Renouvelables poursuit son développement en Irlande avec l'acquisition de Wexford Solar Limited et d'un portefeuille de plus de 100 MW de projets solaires. Par ailleurs, EDF Renouvelables a remporté 30 MW de projets à l'été 2020.

Grèce

EDF Renouvelables poursuit son développement dans le solaire en Grèce avec 80 MW de projets remportés en 2020 (80 MW en 2019).

Inde

EDF Renouvelables développe son activité solaire en Inde au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune créée à cet effet en 2016 par EDF Renouvelables et Total EREN (anciennement dénommé EREN Renewable Energy). En 2019, EDEN a signé quatre contrats de vente d'électricité dans le nord de l'Inde pour une capacité totale de 716 MWc dont 450 MW étaient en construction en 2020.

En 2020, EDEN a remporté trois projets de centrales photovoltaïques d'un total de 1 350 MW au Rajasthan, dans le nord de l'Inde [2].

Émirats Arabes Unis

EDF Renouvelables s'est allié au consortium mené par Masdar pour développer le projet « DEWA III ». Il constitue la troisième phase (800 MWac) de l'un des plus puissants projets de parc solaire au monde, le parc Mohammed bin Rashid Al Maktoum, qui est développé en partenariat avec Dubai Electricity et Water Authority (DEWA) près de Dubaï. La centrale a été mise en service en trois tranches (2018, 2019 et 2020)

En juillet 2020, le consortium constitué d'EDF Renouvelables et du chinois Jinko Power Technologie Co. Ltd. a remporté l'appel d'offres pour le projet photovoltaïque d'Al Dhafra [3]. La future centrale solaire sera implantée à 35 kilomètres au sud de la ville d'Abu Dhabi. D'une capacité installée de 2 GW, elle sera la plus puissante au monde et alimentera en électricité l'équivalent de 160 000 foyers locaux chaque année. Le consortium a finalisé en fin d'année le financement du projet pour un montant d'environ un milliard de dollars.

Maroc

EDF Renouvelables, en consortium avec Masdar et Green of Africa, a remporté en 2019 la première phase du projet solaire de Noor Midelt I au Maroc, avec une technologie hybride solaire-stockage qui constitue une première mondiale. Ce projet solaire hybride d'une capacité installée de 800 MW associe de manière innovante deux technologies : l'énergie solaire concentrée (CSP) et le solaire photovoltaïque.

L'exploitation et maintenance

EDF Renouvelables, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations, aussi bien éoliennes que solaires. Cette activité, dédiée en priorité aux actifs éoliens ou solaires du groupe EDF est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF Renouvelables exploite 17 GW à fin décembre 2020 avec près de 1 200 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur neuf pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance en Amérique du Nord où elle gère près de 13 GW. Ses positions en Europe et dans le reste du monde dépassent les 4 GW à fin 2020.

Cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la stratégie d'exploitation définie, au cas par cas, en fonction des technologies et des régions. L'objectif est de rechercher une efficacité maximale sur chaque parc, en lien avec les fournisseurs, sur toute la durée de vie, prévue ou étendue.

Dans ce but, EDF Renouvelables s'est doté d'un centre de supervision de la maintenance prédictive (*e-Diagnostic Center*), s'appuyant sur des expertises spécifiques internes centralisées et coordonnées avec la R&D du groupe EDF. Ce centre vient compléter le dispositif de suivi et de conduite à distance des parcs constitué de trois centres de supervision en temps réel situés en France à Colombiers, en Allemagne à Emden et en Californie à San Diego.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renewables du 16 octobre 2020.

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 1er octobre 2020 « EDEN Renewables India se renforce avec 1 350 MWc de nouvelles centrales solaires ».

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 27 juillet 2020 « Le consortium EDF – Jinko Power remporte le plus puissant projet solaire au monde à Abu Dhabi ».

Depuis 2017, EDF Renouvelables détient une filiale spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer, la société allemande Offshore Wind Solutions GmbH (OWS). La société OWS assure ainsi l'exploitation et la maintenance du parc éolien en mer de BARD Offshore 1 (400 MW), situé à 95 km des côtes allemandes en Mer du Nord.

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : en Belgique, en Grèce, au Royaume-Uni, en Allemagne et en France. Ces entités d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires, afin d'intervenir plus rapidement pour garantir la performance des ouvrages.

La filière des énergies réparties

France

EDF ENR intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée et assure la conception, le développement, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture ou sur ombrières de parking. Filiale à 100 % du Groupe, elle commercialise en France et sur les territoires d'Outre-Mer, au travers de sa filiale Sunzil, des offres solaires photovoltaïques chez des clients particuliers, professionnels ou collectivités. Avec plus de 35 000 installations réalisées, EDF ENR occupe aujourd'hui une position de *leader*. Sur le marché résidentiel, elle réalise près de 30 % de l'ensemble des installations en autoconsommation en France. Sur le marché des professionnels, l'offre s'intègre au catalogue « EDF Solutions Énergétiques » porté par les équipes commerciales du marché d'affaires.

Par ailleurs, EDF Renouvelables Technologies, filiale à 100 % d'EDF Renouvelables, est présent dans l'amont de la filière. La société détient 100 % d'EDF ENR PWT (marque Photowatt), qui conçoit et fabrique des modules photovoltaïques, en s'appuyant sur la technologie du silicium cristallin monolike pour différents types d'application (de l'équipement résidentiel aux centrales au sol). Photowatt déploie depuis fin 2018 un nouveau modèle industriel centré sur la production bas carbone de lingots et de plaquettes de silicium « wafers » de haute technologie. Par ailleurs, et conjointement à ce projet, Photowatt se concentre sur ses activités de R&D, rebaptisées Photowatt Lab, en lien avec la R&D du groupe EDF et des centres de recherche comme l'INES ou l'Institut Photovoltaïque de l'Île-de-France. L'objectif est de favoriser l'émergence de nouvelles solutions technologiques en matière de cellules et modules photovoltaïques et de les tester dans des conditions préindustrielles.

États-Unis

EDF Renouvelables mène une stratégie de croissance aux États-Unis sur le marché de l'énergie décentralisée. Depuis 2016, plusieurs acquisitions ont permis de développer l'activité. Après l'acquisition en 2016 de la société Global Ressources Options, Inc. (groSolar), acteur spécialisé dans l'installation et la vente de centrales photovoltaïques pour les collectivités, les entreprises et les industriels, EDF Renouvelables Amérique du Nord a conclu en 2018 un partenariat stratégique avec EnterSolar, fournisseur de premier plan de solutions pour la production décentralisée d'énergie solaire aux clients commerciaux et industriels (C&I). Ce partenariat porte sur l'entrée d'EDF Renouvelables au capital d'EnterSolar à hauteur de 50 %. Il permettra aux deux entreprises d'offrir aux clients C&I la gamme la plus complète de solutions de production d'électricité décentralisée « derrière le compteur » et de capitaliser sur la forte croissance de la demande de solutions de production décentralisée émanant du secteur C&I.

En 2019, EDF Renouvelables Amérique du Nord a acquis PowerFlex Systems en vue d'accélérer le déploiement à grande échelle des infrastructures pour véhicules électriques aux États-Unis. PowerFlex System est une société pionnière dans le domaine des technologies de recharge, basée à Los Altos en Californie. Cette acquisition permet de créer un écosystème unique d'énergie décentralisée, associant des solutions de charge intelligente pour véhicules électriques ou de charge d'énergie des bâtiments ainsi que des moyens de production d'énergie solaire et de stockage.

Chine

En 2018 EDF Renouvelables a créé avec Asia Clean Capital (ACC), un des principaux développeurs en Chine d'installations photovoltaïques en toiture pour des entreprises locales et multinationales, une co-entreprise visant à construire et exploiter un portefeuille de projets d'énergie solaire répartie en toiture. La société commune s'appuie sur la renommée locale d'ACC en tant qu'acteur clé du solaire réparti dans le pays et sur l'expertise internationale d'EDF Renouvelables dans le solaire réparti ainsi que dans les solutions d'autoconsommation pour les industriels. En 2019, EDF Renouvelables a acquis, auprès d'Asia Clean Capital, une participation majoritaire dans un portefeuille d'actifs de 77 MWc d'installations photovoltaïques en toiture.

La filière stockage

En 2018, le Groupe a lancé un Plan stockage qui prévoit l'installation de 10 GW de nouveaux moyens de stockage au service de systèmes électriques d'ici à 2035, et auquel EDF Renouvelables contribue.

Dans un contexte marqué par une croissance forte de la production d'énergies renouvelables et par la fermeture de grandes installations électriques, la technologie de stockage par batterie, alliée à un système de pilotage intelligent, contribue à lisser la production du réseau électrique national. Dans ce contexte, par le biais de ses filiales, EDF Renouvelables développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Allemagne et en France.

En 2015, EDF Renouvelables Amérique du Nord a ainsi mis en service un système innovant : l'installation McHenry permet de fournir près de 20 MW de puissance (40 MW de capacité dynamique) et de piloter une réserve d'énergie pour stabiliser la fréquence du réseau électrique au niveau local.

En 2018, EDF Renouvelables a mis en service une installation de stockage par batterie d'une puissance de 49 MW, située sur le site de la centrale de West Burton B, dans le Nottinghamshire au Royaume-Uni. Cette installation est le plus important projet du nouveau système de régulation de la fréquence qui sera déployé dans tout le Royaume-Uni. L'objectif est d'améliorer la stabilité du réseau électrique et de répondre rapidement aux fluctuations de la fréquence de ce réseau.

En 2018, EDF Renouvelables a également signé aux États-Unis deux contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans portant sur la réalisation du projet solaire Big Beau Solar + Storage, situé en Californie (voir « Filière solaire photovoltaïque Amérique du Nord »), et couplé à un système de stockage sur batteries de 40 MW (160 MWh).

En 2019, EDF Renouvelables a acquis la *start-up* britannique Pivot Power, spécialisée dans le stockage de l'électricité par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Cette acquisition doit permettre au groupe EDF, déjà 1er producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni, de devenir également l'un des *leaders* des installations de stockage par batteries du pays.

Enfin, le projet solaire de Noor Midelt I au Maroc constitue un projet majeur dans le développement de la filière stockage (voir la section 1.4.1.3.3.2 « La filière solaire photovoltaïque »).

France

En 2020, EDF Renouvelables est devenu partenaire d'Ecosun Innovations et est entré à son capital à hauteur de 29 % (1). Cette *start-up* française, implantée en Alsace, développe des solutions innovantes de « micro-grid » visant à fournir de l'électricité dans les zones isolées. Ecosun Innovations commercialise notamment une gamme de centrales solaires en containers mobiles, équipées de batteries de stockage.

EDF Renouvelables a également mis en service, en Guyane, la centrale solaire de Toucan II (5 MW) équipée d'un système intelligent de stockage par batteries.

États-Unis

En 2020, EDF Renouvelables a annoncé la signature d'un accord d'achat d'électricité (AAE) de 22 ans avec NV Énergie pour un projet de 200 MWac d'énergie solaire photovoltaïque couplé à un système de stockage de 180 MW par batterie d'une durée de quatre heures (2). Le projet Chuckwalla Solar+Storage devrait être mis en service d'ici fin 2023 et fournir annuellement suffisamment d'électricité propre pour alimenter 45 000 foyers moyens du Nevada.

EDF Renouvelables a signé un contrat de stockage avec CleanPowerSF. Le projet solaire Maverick 6 de 100 MWac en Californie sera désormais couplé à un système de stockage par batteries de 50 MW pendant 4 heures. Le projet devrait être mis en service d'ici fin 2021.

Allemagne

En 2020, EDF Renouvelables a lancé une offre de stockage innovante à destination de clients industriels. EDF Renouvelables, en partenariat avec Malteurop, l'un des *leaders* mondiaux de production de malt, a mis en service deux nouveaux systèmes de stockage par batteries, implantés sur les sites de Rostock et Heidenau.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 28 septembre 2020 « Le groupe EDF investit dans la *start-up* Ecosun Innovations et renforce sa gamme d'offres micro-grid ».

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 29 juillet 2020 « EDF Renouvelables signe un contrat pour un projet solaire de 200 MW avec 180 MW/4 heures de stockage dans le Nevada ».

1.4.2 Activités de commercialisation en France

Au-delà de ses offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant des offres de services et d'efficacité énergétique ainsi que de nouvelles solutions énergétiques décentralisées. EDF souhaite être le partenaire de confiance des clients en pratiquant un marketing responsable et en proposant des offres simples et lisibles.

28,7 millions	243,3 TWh	32,6 TWh
SITES CLIENTS EN FRANCE (1)	VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN 2020 (2)	VENTES DE GAZ EN 2020 (3)

(1) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg, dont 26,9 millions en électricité et 1,9 million en gaz.
(2) Périmètre EDF Direction Commerce (hors cessions aux entreprises locales de distribution) + Électricité de Strasbourg.
(3) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg.

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France (hors Outre-mer et Corse) au sein de la Direction Commerce.

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et de gaz est totale : chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie.

Depuis cinq ans, le nombre de fournisseurs d'électricité actifs sur le territoire national hors fournisseurs historiques a doublé passant de 24 fin 2015 à 43 au 30 juin 2020 (1) selon l'Observatoire des marchés de la CRE.

Sur les marchés du gaz et de l'électricité, de nombreux fournisseurs proposent des offres aux entreprises et aux collectivités depuis le début des années 2000. Pour les clients Particuliers, la concurrence s'est notablement renforcée depuis 2017 avec le lancement, dans la fourniture de gaz et d'électricité, d'acteurs bien installés dans d'autres activités ou zones géographiques.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu recours, en 2020, à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'ARENH pour 100 TWh. Au guichet de novembre 2020 la demande des fournisseurs alternatifs a atteint 146,2 TWh pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh (voir aussi la section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH))».

Rappel réglementaire

Tarifs réglementés

En application de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (dite « loi énergie climat »), les tarifs réglementés de vente de gaz ont disparu fin 2020 pour les clients professionnels consommant moins de 30 MWh/an et disparaîtront le 30 juin 2023, pour les clients particuliers, selon les modalités explicitées dans la loi. Concernant la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité en France (TRV – tarifs bleus) pour certains clients professionnels, voir la note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés 2020.

Commission de régulation de l'énergie – CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatif et de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire). La CRE propose en particulier :

- aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent ;
- une fois le décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH publié, le prix de l'ARENH.

Par ailleurs, il lui appartient de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées d'évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession.

La CRE est dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend aussi des décisions en matière de raccordement aux réseaux et de définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte lui donne, en outre, la faculté de faire contrôler les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions, aux frais des entreprises contrôlées.

La loi organique n° 2017-54 du 20 janvier 2017 relative aux autorités administratives indépendantes et autorités publiques indépendantes et la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes ont doté ces autorités, dont la CRE, d'un statut juridique commun et de règles relatives au mandat et à la déontologie de leurs membres ainsi qu'au fonctionnement, à l'organisation et au contrôle parlementaire de ces autorités. La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat modifie la composition du collège de la CRE.

(1) Fournisseurs ayant déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l'électricité (hors Corse). Au 30 juin 2020, un peu plus de 100 fournisseurs non nationaux d'électricité sont également actifs sur le territoire.

1.4.2.1.2 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Concernant les modifications du cadre législatif et réglementaire des tarifs réglementés de vente d'électricité en France (TRV – tarifs bleus), voir la note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés 2020.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi énergie climat, la situation pour l'électricité, par catégorie de clients, est la suivante :

- consommateurs finals domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients ont droit à des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent opérer librement des allers-retours entre les tarifs réglementés et les offres de marché ;
- consommateurs finals non domestiques dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA : seuls les consommateurs ayant moins de 10 salariés et un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan inférieur à 2 millions d'euros, pourront continuer à bénéficier des tarifs réglementés de vente au-delà du 31 décembre 2020. Les consommateurs n'entrant pas dans cette catégorie, à l'issue du processus décrit par la loi, ont perdu le bénéfice du tarif réglementé au 31 décembre 2020 ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : depuis le 1er janvier 2016, ces sites ne peuvent plus souscrire d'offre aux tarifs réglementés de vente, supprimés au 31 décembre 2015 ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients ont droit aux tarifs réglementés de vente.

Rappel réglementaire

Tarifs bleus – mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

S'agissant des mouvements tarifaires de 2020, la CRE a proposé au Gouvernement (1) une évolution de 2,4 % TTC des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels : soit 1,5 % pour le rattrapage en 2 ans du décalage de l'entrée en vigueur du tarif en 2019 et 0,9 % pour la prise en compte des coûts sous-jacents à la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (prix de gros de la capacité et de l'énergie, effets de l'écrêtement de l'ARENH et évolution des coûts de commercialisation comprenant les coûts des Certificats d'Économie d'Énergie). La proposition de la CRE a été confirmée (2) et mise en œuvre le 1er février 2020.

Par la suite, le mouvement tarifaire de l'été 2020 a également eu lieu conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1er août 2020 et en application du code de l'énergie, la CRE a proposé, dans une délibération du 2 juillet 2020, une évolution de 1,54 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 1,58 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. La proposition de la CRE a été confirmée (3) et mise en œuvre le 1er août 2020.

1.4.2.1.3 Les contrats de fourniture d'électricité

En France, les clients résidentiels et non résidentiels (4) dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA ont droit au tarif réglementé de vente et peuvent également choisir une offre de marché proposée par tout fournisseur, y compris EDF.

À l'exception des clients raccordés directement au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le fournisseur de leur choix. À ce titre, un commissionnement est versé par le distributeur à tout fournisseur qui offre un contrat unique à ses clients puisqu'il remplit, ce faisant, des prestations de gestion de clientèle pour le compte du distributeur.

La qualité de la fourniture, qui est de la responsabilité du distributeur, est suivie régulièrement dans le cadre des contrats avec les distributeurs. EDF suit l'impact des coupures et de la qualité de la fourniture sur ses clients et leur satisfaction dans le but de travailler avec le distributeur dans une démarche d'amélioration continue (voir la section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »).

1.4.2.2 Les activités de la Direction Commerce

La Direction Commerce d'EDF regroupe l'ensemble des activités de vente d'électricité, de gaz et de services associés en France métropolitaine continentale. Elle assure également toutes les activités de gestion clientèle, notamment la gestion des demandes clients arrivant par tous les canaux (téléphone, courriel…), la gestion des réclamations, la facturation et le recouvrement. Ces activités concernent tous les segments de clients : particuliers, professionnels, entreprises et collectivités. Pour les plus grands clients (industriels et tertiaires), les prestations de services énergétiques sont commercialisées et réalisées principalement par Dalkia (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

Pour réaliser ses activités, la Direction Commerce s'appuie sur des fondamentaux reconnus :

- la confiance de ses clients qu'elle cherche toujours à renforcer ;
- la présence territoriale au travers de ses 6 200 conseillers clientèle, tous basés en France, et de ses 8 Directions Commerciales Régionales ;
- l'innovation permanente dans les domaines du numérique, de la mobilité électrique, des solutions d'autoconsommation ou encore des flexibilités électriques.

1.4.2.2.1 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.1.1 Les clients Particuliers

EDF innove au quotidien et la satisfaction des clients Particuliers est une priorité : environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation après un contact téléphonique avec EDF. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie, publié en juin 2020, EDF a également le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents. L'expérience client offerte est à la fois numérique (espace client, t'chat, *web call back*, application mobile, solutions numériques, réseaux sociaux, etc.) et humaine. 5 000 conseillers, tous basés en France, sont à l'écoute des clients et leur apportent des conseils personnalisés.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au tarif réglementé de vente et propose une gamme complète d'offres de marché en électricité. En 2020, pour proposer toujours plus de choix aux clients Particuliers, EDF a élargi sa gamme constituée fin 2019 des offres « Mes Jours Zen », « Mes Jours Zen Plus », « Vert Électrique », « Vert Électrique Weekend », « Vert Électrique Auto » et « Digiwatt ». Ainsi, en janvier 2020, EDF a lancé « Vert Électrique Bretagne », sa première offre d'électricité qui permet aux clients de soutenir la production d'électricité verte en Bretagne (5). « Vert Électrique Bretagne » répond aux attentes de nombreux Français soucieux de soutenir une production d'énergie d'origine locale et engagés pour la planète, en leur permettant de soutenir des parcs éoliens identifiés situés en Bretagne. Les clients de « Vert Électrique Bretagne » ont la garantie que la totalité de la production de ces sites est achetée par le groupe EDF, ainsi que les garanties d'origine associées.

Afin d'élargir son portefeuille de clients en gaz, EDF a lancé sa nouvelle offre « Avantage Gaz Optimisé », indexée à 2 % en dessous du prix du kWh HT du tarif réglementé gaz (TRG). Cette offre vient étoffer la gamme existante déjà composée de trois offres de gaz. L'offre « Avantage Gaz » propose un prix du kWh (hors taxes) fixe pendant quatre ans. L'offre « Avantage Gaz Durable », en plus des caractéristiques de l'offre « Avantage Gaz », propose une compensation carbone liée à la consommation estimée de gaz du client. Enfin, l'offre « Avantage Gaz Connecté » donne aux clients la possibilité de piloter leur chauffage à distance, et ainsi d'améliorer leur confort, grâce à l'achat d'un thermostat connecté.

(1) Par une délibération du 16 janvier 2020 publiée le 24 janvier 2020.

(2) Par une décision tarifaire du 29 janvier 2020, publiée au Journal Officiel le 31 janvier 2020.

(3) Par une décision tarifaire du 29 juillet 2020, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2020.

(4) Modalités d'éligibilité définies dans la décision du 29 janvier 2020 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale.

(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2020 « Avec son offre « Vert Électrique Bretagne », EDF permet aux clients de soutenir la production d'électricité verte en Bretagne ».

Les fonctionnalités et les services

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients Particuliers pour qu'ils puissent suivre et comprendre leurs consommations d'énergie et soient incités à réaliser des économies d'énergies avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi » [(1)]. Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur outil de suivi de consommation peuvent ainsi réaliser jusqu'à 12 % d'économies sur leurs factures [(2)].

EDF propose, en partenariat avec AXA, une gamme complète d'offres d'assistance, nommées « Solution Dépannage Confiance » et déclinées en trois options pour bénéficier d'un dépannage rapide : sur ses installations intérieures d'électricité et de gaz (option « Électricité et gaz »), sur ses installations d'électricité, de gaz et d'eau ainsi qu'en cas de problèmes de plomberie ou serrurerie (option « Habitat »), et enfin sur ses équipements (option « Équipements »). EDF commercialise également, en partenariat avec AXA, l'offre « Assurénergie », qui permet au client de bénéficier d'un remboursement forfaitaire pour l'aider à payer ses factures d'énergie en cas de difficultés (perte d'emploi, arrêt de travail, hospitalisation, invalidité et décès).

De manière générale, concernant l'aide apportée aux clients pendant la crise sanitaire, se reporter à la section introductive du chapitre 3 « EDF, entreprise responsable dans la gestion de la crise sanitaire ».

Lancée par EDF en 2019, la plateforme de services de proximité IZI by EDF s'est affirmée en 2020 comme acteur de la rénovation énergétique et de la mobilité électrique, suite notamment à l'acquisition fin 2019 et l'intégration de la société mychauffage.com. En plus des offres développées en 2019 (dépannage d'urgence, petits travaux, rénovation intérieure, entretien chaudière), IZI by EDF propose à présent une offre clé en main de rénovation énergétique autour des solutions de chauffage (pompes à chaleur, chaudières), d'isolation, de ventilation et de pose de fenêtres (avec le calcul et la déduction de toutes les aides réglementaires du devis client) ainsi qu'une solution de financement et un engagement fort de qualité.

IZI by EDF propose également une solution complète pour passer à la mobilité électrique incluant l'installation de la borne de recharge au domicile, la fourniture d'électricité verte avec « Vert Électrique Auto », le « pass mobilité » (opéré par IZIVIA) pour se recharger partout en Europe, et le véhicule électrique en leasing. Voir aussi la section 1.4.6.1.4 « Les autres activités de services du groupe EDF » - « IZI by EDF ».

Dans le cadre du dispositif « Coup de Pouce Chauffage » [(3)], EDF a lancé son offre « Mon chauffage Durable » dès janvier 2019 pour remplacer un moyen de chauffage vieillissant par un chauffage performant. Il s'agit du remplacement d'une vieille chaudière fonctionnant aux combustibles fossiles (gaz, fioul…) par une pompe à chaleur, ou encore de radiateurs électriques d'ancienne génération par des radiateurs éco-performants. Cette offre va plus loin que le dispositif réglementaire en proposant des primes complémentaires. Le foyer peut également bénéficier d'un financement par le partenaire financier d'EDF à un taux bonifié jusqu'au taux de 0 %, permettant de couvrir l'intégralité du coût du projet [(4)].

EDF favorise l'accès de ses clients à des produits électroménagers éco-performants grâce à un partenariat avec Samsung. En 2020, plus de 4 000 clients ont ainsi profité d'un code promo EDF sur plus de 5 000 produits.

En mai 2020, EDF a lancé Check, un assistant déménagement sur smartphone. Proposé sous forme de webapp, Check s'utilise aussi simplement qu'une application et fait bénéficier ses utilisateurs d'une check-list personnalisée pour ne rien oublier et déménager sereinement ainsi que de conseils pour réussir son déménagement. Les clients ayant souscrit un contrat d'énergie auprès d'EDF ont aussi accès à des bons plans négociés avec des partenaires de premier plan en lien avec le déménagement, l'électroménager, la décoration ou encore les travaux.

Enfin, EDF investit dans l'open innovation avec « EDF Pulse & You », une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les internautes et les start-ups. Cette plateforme permet notamment de co-construire des objets connectés, d'améliorer des interfaces d'applications ou d'accélérer l'acceptabilité sociale autour des mobilités douces afin d'optimiser le bien-être des utilisateurs de demain dans la transition énergétique.

La production de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

Mis en place en 2006, le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2018. L'obligation nationale pour la quatrième période (2018-2020) a été fixée à 1 600 TWhc, dont 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 a étendu la quatrième période de trois à quatre ans en augmentant l'obligation en proportion de la durée soit 2 133 TWhc sur la période 2018-2021.

EDF, en tant qu'acteur obligé de la réglementation relative aux Certificats d'Économie d'Énergie, encourage les particuliers à réaliser des économies d'énergie, notamment en encourageant la rénovation énergétique de l'habitat *via* ses réseaux de « Partenaires Économies d'Énergie » et de distributeurs. En outre, *via* le site www.prime-energie.edf.fr, tous les Particuliers peuvent directement recevoir une prime financière de la part d'EDF, après avoir réalisé des travaux d'efficacité énergétique à leur domicile, sous réserve d'avoir transmis les justificatifs demandés par la réglementation des CEE en vigueur.

La politique de solidarité

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF, qui mène depuis près de 30 ans une politique dédiée aux clients démunis (voir la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale »).

1.4.2.2.1.2 Les clients du marché d'affaires

L'action d'EDF pour ses clients Entreprises

Acteur ancré dans les territoires, EDF s'engage aux côtés de ses clients Entreprises et Collectivités pour accélérer leurs ambitions en matière de performance durable, de compétitivité et de neutralité carbone. Nous innovons pour servir nos clients avec une exigence de qualité et de fiabilité dans le souci de l'intérêt général et de la confiance durable de nos parties prenantes.

Les offres d'EDF

EDF propose différentes gammes d'offres de fourniture d'électricité et de gaz compétitives et bas carbone aux entreprises et professionnels pour s'adapter aux attentes et modes de consommation de chaque client.

Pour les petites entreprises et professionnels, EDF propose des contrats simples associés à des services de gestion pour leur permettre de se concentrer sur leurs activités tout en optimisant leur approvisionnement en énergie. Pour les clients ayant des consommations plus importantes, il est possible de personnaliser leur contrat (durée, prix fixe ou indexé), en fonction de leurs attentes et de la visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF est en capacité d'accompagner les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées selon la structure de leur consommation.

EDF, à travers la structure de ses offres, incite ses clients à optimiser leurs consommations, en proposant une différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses, voire entre prix d'été et prix d'hiver pour les clients ayant des consommations plus importantes durant ces périodes de l'année. Cette année, EDF a également lancé pour les professionnels une offre innovante à prix réduits le soir, après 20 h, et les week-ends et jours fériés, utilisant les possibilités offertes par les compteurs communicants.

EDF propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres, la possibilité de choisir une origine renouvelable pour l'électricité produite. Pour les PME et professionnels, il s'agit d'une offre spécifique, le contrat « Énergie renouvelable ». Cette offre est assortie de garanties d'origine qui garantissent une production d'électricité d'origine renouvelable correspondant à 100 % de leur consommation et facilite la communication de ces consommateurs vers leurs propres clients sur leur engagement. Pour les plus grands clients, il s'agit d'une option qui leur permet de choisir eux-mêmes la proportion de leur consommation couverte par des garanties d'origine, entre 20 % et 100 % de leur consommation.

EDF dispose d'une gamme enrichie de solutions et services à destination de tous les clients en électricité ou gaz, grandes ou petites entreprises : suivi en ligne des consommations, dématérialisation des factures, assistance-dépannage, conseils (optimisation de la puissance souscrite, efficacité et réduction des dépenses énergétiques, etc.), notamment pour les clients souhaitant s'engager dans un système de *management* de l'énergie.

(1) Disponibles *via* l'espace client sur le site et l'application « EDF et Moi ».

(2) Enquête interne R&D EDF.

(3) Lancé par le gouvernement le 14 janvier 2019.

(4) Sous réserve de faire appel à l'un des 2 000 partenaires économies d'énergie d'EDF et sous réserve d'étude et d'acceptation par le partenaire financier Domofinance.

EDF a également mis en place des offres dédiées aux grands clients, avec non seulement des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure et des offres valorisant les capacités d'effacement des clients, mais aussi un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO_2, ainsi que le *trading* de CO_2 pour les entreprises soumises au plan national d'allocation des quotas.

Enfin, pour accompagner ses clients dans la transition énergétique, EDF s'engage dans la promotion des éco-gestes au travers de campagnes de sensibilisation. EDF réalise des audits énergétiques auprès des clients qui le souhaitent pour les aider à mieux identifier les gains énergétiques possibles. Certifiées, les équipes d'EDF assistent leurs clients dans la mise en œuvre de systèmes de *management* énergétique (ISO 50001).

EDF accompagne également les clients Entreprises et Collectivités dans leur volonté de s'engager directement dans la transition énergétique. Des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées sont proposées selon le besoin d'électricité, avec une palette de services associés, tels que le financement, la maintenance, la supervision et le suivi de performance, en lien avec sa filiale EDF ENR. EDF propose également à ses clients autoconsommateurs de nouvelles offres de complément de fourniture d'électricité, spécialement adaptées à leur profil, leur permettant de maximiser leurs économies liées à l'autoproduction et, le cas échéant, au pilotage de leur consommation.

Par ailleurs, EDF innove en expérimentant des services et dispositifs techniques destinés à faciliter l'organisation et la gestion d'opérations d'autoconsommation collectives. EDF est impliquée dans plusieurs opérations pionnières en France. À titre d'exemple, EDF développe, pour ses grands clients, des solutions de fourniture sur mesure intégrant un approvisionnement de type PPA (*Power Purchase Agreement*) réalisé auprès de producteurs exploitant des parcs de production d'électricité d'origine renouvelable, notamment en lien avec sa filiale Agregio.

Enfin, EDF accompagne ses clients Entreprises et Collectivités dans leurs projets de mobilité électrique, à la fois au travers de conseils d'aide au dimensionnement des installations, de vente ou de location de bornes électriques de recharge et de services associés, en lien avec sa filiale IZIVIA. EDF a par ailleurs noué plusieurs partenariats avec des constructeurs et des leaders du secteur automobile.

La production de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

EDF encourage également ses clients industriels, tertiaires et collectivités à réaliser des économies d'énergie au travers de la réalisation de travaux sur les process industriels, l'isolation des bâtiments collectifs et tertiaires. EDF participe à la réalisation des objectifs précarité d'EDF à travers son lien avec les bailleurs sociaux et la rénovation de leur parc immobilier. Par ailleurs, au travers des financements de programmes CEE, EDF participe notamment à la sensibilisation des plus jeunes à la transition écologique ou à l'éco-mobilité.

Satisfaction client

Depuis de nombreuses années, EDF place la satisfaction de ses clients au cœur de ses priorités. Dans un contexte en forte évolution, il a conduit des transformations majeures pour améliorer significativement, et en continu, l'expérience client et la qualité de service délivrée.

Pour ce faire, EDF a mis en place un dispositif de suivi clients couvrant toutes les étapes de la relation client afin d'anticiper les évolutions et attentes en matière de fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement. Cette approche a permis une hausse significative de la satisfaction globale sur l'ensemble des segments de clients d'EDF en 2017 qui s'est stabilisée en 2018, 2019 et 2020 entre 90 et 91 % de clients satisfaits ou très satisfaits. Des résultats également soulignés dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie, publié en juin 2020, où EDF a le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents.

L'action d'EDF auprès des clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (ELD) et tertiaire public

En matière de transition énergétique, EDF répond de manière adaptée aux besoins des collectivités et établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports).

Le groupe EDF agit pour ces clients dans trois domaines :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins décrits dans les appels d'offres) ;
- le développement d'offres et de services en matière de transition énergétique : Plan Climat Air Énergie Territorial, écoquartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments, etc. ;
- par ailleurs, au titre de ses missions de service public, EDF est en charge de :
  - la signature des contrats de concession pour la mission de fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la lutte contre la précarité énergétique.

En 2020, la satisfaction globale vis-à-vis d'EDF Collectivités est de 93,7 %, soit plus de 9 clients sur 10 satisfaits ou très satisfaits.

Maîtrise de l'énergie auprès des clients collectivités

Des conventions sont signées avec des collectivités territoriales portant sur la maîtrise de la demande de l'énergie sur leur territoire. Par ailleurs, les collectivités dotées de compétences dans le domaine de l'énergie, organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de transition énergétique et d'énergies renouvelables. Un dispositif « Montant de charges » destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2020, 130 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation. Par ailleurs, EDF finance des programmes CEE notamment pour les collectivités (TEPCV ou encore « Watty à l'école » par exemple).

1.4.2.2.2 Pour une ville et des territoires durables

Les villes et territoires doivent concilier attractivité territoriale et développement responsable. EDF répond aux besoins des acteurs du développement des territoires en identifiant les différentes solutions et services énergétiques possibles, compte tenu des caractéristiques techniques et économiques des projets, pour les accompagner dans la transition énergétique et la décarbonation de leurs usages. EDF a développé une gamme d'offres de conseil permettant de concevoir un quartier bas carbone, de dresser une stratégie de rénovation d'un parc de bâtiments à partir d'une stratégie patrimoniale, de construire un plan d'électrification de flottes de véhicules ou d'implantation de bornes, avec sa filiale IZIVIA, ou encore d'installer des panneaux photovoltaïques avec sa filiale EDF ENR ou d'autres partenaires. En région, 45 Directeurs de Développement sont présents sur l'ensemble des territoires afin qu'EDF réponde au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes moyennes et rurales.

1.4.2.2.3 Protection des données clients

La protection des données clients d'EDF est un axe fort du plan d'actions de la Direction Commerce en matière de sécurité du patrimoine et des systèmes d'informations. Une attention particulière est portée notamment à la conformité réglementaire des traitements des données en application du règlement général sur la protection des données (« RGPD ») qui fait l'objet de contrôles réguliers. EDF a défini une note d'instruction dédiée à la protection des données personnelles attachée aux politiques Groupe. EDF maintient à jour une classification des informations et documents en regard de leur confidentialité, afin de mettre en œuvre les mesures de sécurité les plus adaptées. L'ensemble des conseillers clientèle a été informé afin de pouvoir répondre aux demandes relatives à la protection des données personnelles et notamment l'exercice des droits.

Tous les conseillers de la Direction Commerce sont équipés d'un PC portable et de moyens d'accès distants sécurisés. Le chiffrement de surface est activé sur tous les postes des conseillers. Les demandes d'exercice de droits des clients sont généralement gérées conjointement avec le Délégué à la Protection des Données (DPO).

1.4.2.2.4 Les concessions de distribution publique d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés

Concernant les contrats de concession, voir la section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution » – « Concessions ».

1.4.3 Activités d'optimisation pour EDF en France

L'électricité ne se stockant pas, EDF doit fournir, à chaque instant, la juste quantité d'électricité correspondant à la demande de ses clients, au meilleur coût. Les activités d'optimisation ont pour but de prévoir cette demande et d'effectuer les arbitrages nécessaires entre les ressources disponibles pour la satisfaire (moyens de production, contrats d'approvisionnement long terme, achats sur les marchés de gros, etc.). L'optimisation de la production d'EDF consiste également à couvrir les risques physiques, financiers et de marché.

Rappel réglementaire

Marchés de gros de l'énergie – règlement REMIT

Le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011 et vise à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs dans l'intégrité des marchés de l'électricité et du gaz.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés afin, notamment, que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication de l'information privilégiée, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché. L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des transactions du marché de gros de l'énergie.

Les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la CRE en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

Enfin, au niveau national, les autorités de régulation nationales collaborent et peuvent surveiller les échanges de produits énergétiques de gros et les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations de REMIT.

En France, la règlementation applicable est la suivante :

- la loi Brottes n° 2013-312 du 15 avril 2013 confie à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et au CoRDiS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT ;
- l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 précise les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, d'enregistrement, d'obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel ;
- l'ordonnance n° 2020-891 du 22 juillet 2020 relative aux procédures devant le CoRDiS de la CRE (prise sur le fondement du II de l'article 57 de la loi 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat).

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont-Aval et Trading (DOAAT)

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF (voir la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » – facteur de risque 2C « Risque marchés énergies »). Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW [(1)] et le portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermo-sensibilité. Par ailleurs, en fonction de l'hydraulicité, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures.

La DOAAT s'assure, à tous les horizons de temps, qu'elle dispose des moyens qui lui permettront de faire face à ses engagements. Pour cela, elle pilote un ensemble de leviers d'action :

- programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires) ;
- gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients) ;
- achats et ventes sur les marchés de gros *via* EDF Trading chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT (voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading »).

La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

Sur le périmètre d'EDF en France continentale, la DOAAT assure vis-à-vis de RTE le rôle de « responsable d'équilibre ». Dans ce cadre, EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, qui permette de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens. Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, sur la durée d'exploitation de l'installation (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation ») ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

(1) Source RTE.

1.4.3.3 Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH)

Mis en œuvre depuis le 1er juillet 2011, le dispositif de l'ARENH est un droit pour les fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE (1) est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits qu'elle notifie aux co-contractants. Ainsi, les fournisseurs qui souhaitent exercer leur droit à l'ARENH en font la demande auprès de la CRE. Les prévisions de consommation détaillées, tout comme les droits calculés pour chaque fournisseur, ne sont connus que de la CRE et du fournisseur. Les paiements sont gérés par la Caisse des Dépôts.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis janvier 2012 et comprend la livraison de l'électricité et des garanties de capacité associées. Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé à 100 TWh par an.

La loi énergie climat a introduit de nouvelles dispositions permettant au gouvernement, d'une part, de modifier le volume global maximal d'ARENH dans la limite d'un plafond de 150 TWh et, d'autre part, pour une période transitoire, de réviser le prix de l'ARENH par arrêté. L'article L. 337-16 du code de l'énergie précise en outre que l'évolution de l'indice des prix à la consommation, et celle du volume global maximal pouvant être cédé, peuvent être pris en compte pour réviser le prix de l'ARENH. Il n'est toutefois pas établi de lien direct entre augmentation du prix et augmentation du volume global maximal. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2021.

La demande d'ARENH pour l'année 2020 s'est élevée à 147 TWh. Compte tenu du dépassement du volume global maximal, la CRE a procédé à un écrêtement de la demande des fournisseurs alternatifs. EDF a fourni 100 TWh en 2020 aux fournisseurs alternatifs pour les besoins de leurs clients finals, auxquels s'ajoutent 26,2 TWh au bénéfice de la compensation des pertes des gestionnaires de réseau.

La demande d'ARENH pour l'année 2021 a atteint 146,2 TWh. Les mécanismes d'écrêtement de la demande des fournisseurs alternatifs ont donc été mis en place par la CRE. En 2021, EDF fournira 100 TWh pour les besoins des clients finals des fournisseurs alternatifs, auxquels s'ajoutent 26,3 TWh au bénéfice de la compensation des pertes des gestionnaires de réseau.

L'écrêtement des demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs est répliqué dans les tarifs réglementés de vente d'électricité, conformément à la méthodologie retenue par la CRE dans sa délibération du 11 janvier 2018.

Conformément aux délibérations de la CRE n° 2019-237 du 30 octobre 2019 et n° 2020-277 du 12 novembre 2020, les volumes d'ARENH demandés par les filiales contrôlées par EDF pour 2020 et 2021 ont été intégralement écrêtés. Dès lors, EDF et ses filiales ont mis en place des contrats répliquant les conditions d'approvisionnement à l'ARENH (voir aussi dans la section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » le facteur de risque « 1B Évolution du cadre réglementaire (ARENH, TRV, réglementations environnementales et SNBC) »).

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité, dans le respect d'un critère de défaillance fixé par les pouvoirs publics. Chaque fournisseur doit pour cela acquérir des garanties de capacité correspondant à son obligation, calculée en référence à la consommation de ses clients en puissance et en énergie pendant une période de pointe définie par RTE.

Pour satisfaire cette obligation, chaque fournisseur doit donc s'approvisionner en garanties de capacité auprès des producteurs, qui doivent certifier tous leurs moyens de production, ou auprès de détenteurs de capacités d'effacement.

En régime établi, il est prévu plusieurs sessions de marché pour échanger la capacité, débutant quatre ans avant l'année de livraison et se terminant trois ans après celle-ci. Des transactions de gré à gré sont également possibles.

De même, pour des acteurs intégrés comme EDF qui disposent de capacités en tant que producteur, et qui ont par ailleurs une obligation en tant que commercialisateur, des cessions internes de capacité sont autorisées pour couvrir leur obligation. Elles se font à prix de marché.

La DOAAT, en charge de la gestion de cette commodité, procède à la certification de l'ensemble des moyens de production d'EDF en France pour les prochaines années. Ces certifications font l'objet, si nécessaire, de rééquilibrages réguliers, à la hausse ou à la baisse. Comme sur le marché énergie, les achats/ventes de capacités pilotés par la DOAAT pour le compte d'EDF sont réalisés *via* EDF Trading.

Les prix de référence marché pour 2017, 2018, 2019 et 2020 se sont respectivement établis à 10,0 €/kW, 9,3 €/kW, 17,4 €/kW et 19,5 €/kW.

Pour l'année de livraison 2021, les six sessions de marché 2020 ont révélé, par ordre chronologique, les prix suivants : 19,5 €/kW, 19,22 €/kW, 47,4 €/kW, 29,5 €/kW, 32,7 €/kW et 39,1 €/kW.

L'année 2020 a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la diminution de la disponibilité du parc à cet horizon dans le contexte lié à la crise Covid-19.

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux Obligations d'Achat et ventes sur les marchés

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le gouvernement souhaite soutenir le développement (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). Conformément à la législation (article L. 121-7 du code de l'énergie), les surcoûts résultant de cette obligation lui sont compensés sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »).

Suite à la délibération de la CRE du 16 décembre 2014, l'ensemble de l'électricité ainsi achetée est géré dans un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'Obligation d'Achat (OA) mis en place le 1er juillet 2015. La DOAAT organise la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie, ce qui rend la gestion de ce périmètre totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Ainsi, depuis le 4 novembre 2015, les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot. Quant aux volumes prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA), ils sont vendus depuis janvier 2016 par appels d'offres transparents et non discriminatoires.

De même, sur un périmètre dédié aux OA, la DOAAT procède à la certification des capacités des installations de production sous OA, aux nécessaires rééquilibrages et à la vente sur le marché des garanties de capacité associées.

Depuis le 1er janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont également compensés.

(1) Commission de régulation de l'énergie.

1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France

Les activités de transport et de distribution d'électricité en France continentale relèvent du gestionnaire de réseaux de transport (RTE) pour la haute et très haute tension et des gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis et les ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives) pour la moyenne et basse tension.

RTE et Enedis sont des filiales gérées en toute indépendance, au sens des dispositions du code de l'énergie.

1.4.4.1 Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

106 047 km	50	449 TWh	1 529 M€
CIRCUITS À HAUTE ET TRÈS HAUTE TENSION	LIGNES TRANSFRONTALIÈRES	LIVRAISONS EN 2020	INVESTISSEMENTS EN 2020

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, Réseau de Transport d'Électricité (RTE) est le propriétaire et gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, qu'il exploite, entretient et développe. Avec plus de 106 000 kilomètres de circuits à Haute et Très Haute Tension et 50 lignes transfrontalières à fin 2020, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique le place au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, et assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. RTE attache une attention particulière à l'accompagnement du développement des énergies renouvelables en France et à l'intégration de ces dernières dans le système électrique, ce qui nécessite le développement du réseau de transport et des interconnexions.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF (*via* la société CTE) au 31 décembre 2020 et ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

CTE est une société anonyme à Conseil d'administration, détenue à hauteur de 50,1 % par EDF, de 29,9 % par la Caisse des Dépôts et Consignations et de 20 % par CNP Assurances. Elle détient 100 % du capital social de RTE. Conformément à ses statuts, CTE a pour objet exclusif l'acquisition et la détention des titres de la société RTE, et généralement, toutes opérations commerciales, financières, mobilières et immobilières se rattachant directement ou indirectement à son objet ou pouvant en faciliter la réalisation et en stimuler le développement.

Le Conseil d'administration de CTE est composé de huit membres, nommés pour une durée de 6 ans, dont quatre représentants d'EDF, deux représentants de la Caisse des Dépôts et Consignations et deux représentants de CNP Assurances. Le Contrôleur général de la conformité de RTE assiste également au Conseil d'administration de CTE.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire.

Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans :

- huit membres nommés par l'Assemblée générale :
  - l'État personne morale (représenté par une personne physique elle-même désignée par arrêté ministériel) et un administrateur d'État,
  - six représentants de l'actionnaire CTE (trois représentants d'EDF, deux représentants de la Caisse des Dépôts et Consignations et un représentant de CNP Assurances) ;
- quatre membres élus par les salariés et représentant ces derniers.

Le 31 août 2020, les mandats des membres du Conseil de surveillance sont arrivés à échéance. L'Assemblée générale de RTE a nommé, pour un mandat de cinq ans débutant le 1er septembre 2020, les huit membres du Conseil de surveillance représentant l'actionnaire et l'État. Les quatre représentants des salariés ont été élus par les salariés de RTE pour un mandat de cinq ans débutant également le 1er septembre 2020.

D'autres personnes participent aux séances du Conseil de surveillance sans en être membre :

- un Commissaire du Gouvernement assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil de surveillance en application de l'article 15 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ;
- un Contrôleur général économique et financier (CGEFi), issu de la mission « EDF et aux autres organismes du secteur de l'énergie » du CGEFi nommée par arrêté du 7 juillet 2018, assiste également aux séances du Conseil de surveillance au titre du décret n° 2018-580 du 4 juillet 2018 portant soumission de la société « RTE Réseau de Transport d'Électricité » au contrôle économique et financier de l'État ;
- le Secrétaire du Comité social et économique central (CSE-C) de RTE assiste aux séances du Conseil de surveillance conformément à l'article L. 2312-75 du code du travail ;
- le Contrôleur général de la conformité de RTE assiste aux séances du Conseil de surveillance par application de l'article L.111-35 du code de l'énergie.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

Les mandats des membres du Directoire sont arrivés à échéance le 31 août 2020. Le Conseil de surveillance a nommé M. Xavier Piechaczyk en qualité de Président du Directoire à compter du 1er septembre 2020, pour un mandat de cinq ans. Sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire ont été nommés par le Conseil de surveillance à compter du 2 novembre 2020 pour un mandat qui prendra fin en même temps que celui du Président du Directoire, soit le 31 août 2025. Le Directoire est composé de son Président ainsi que de Madame Thérèse Boussard, Directrice Générale du Pôle Gestion de l'Infrastructure ; de Madame Clotilde Levillain, Directrice Générale du Pôle Clients - Conception et Opération des Systèmes ; de Madame Sophie Moreau-Follenfant, Directrice Générale du Pôle Transformation - Environnement Salariés et de M. Laurent Martel, Directeur Général du Pôle Finances - Achats.

1.4.4.1.2 Activités de RTE

RTE assure en France la gestion du réseau public de transport et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051. Conformément au code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Commission européenne, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux conditions d'indépendance posées par ce code. RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 en tant qu'ITO (*Independent Transmission Operator*), certification confirmée par délibération de la CRE du 2 juillet 2020.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité : intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité.

Opérateur d'importance vitale, RTE a déclenché le 16 mars 2020 son plan de continuité d'activité afin d'assurer le maintien de l'ensemble de ses activités dans le contexte de la crise sanitaire liée à la Covid.

Rappel réglementaire

Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité (TURPE Transport)

En application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, le TURPE transport fait l'objet d'une décision motivée de la CRE. Fixé par la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 publiée au Journal Officiel le 28 janvier 2017, TURPE 5 HTB est entré en vigueur le 1er août 2017, pour une période de quatre ans, avec une augmentation initiale de 6,76 %. Cette hausse initiale a été suivie d'une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). Le 1er août 2020, l'évolution tarifaire a été de - 1,08 %.

Une nouvelle période tarifaire débutera en août 2021 pour une durée de quatre ans. La délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif TURPE 6 HTB (en vue d'une publication au Journal Officiel au premier trimestre 2021) fixe le cadre, la structure et le niveau de ce nouveau tarif. Elle prévoit une augmentation initiale de 1,09 % au 1er août 2021 et de 1,57 % par an en moyenne sur la période (conditionnée à l'hypothèse d'une inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an).

La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR), et d'un taux de rémunération qui est un taux nominal avant impôt. Pour la période tarifaire TURPE 5, ce taux de rémunération est de 6,125 %. Pour la période tarifaire TURPE 6, le taux de rémunération est fixé dans la délibération tarifaire à 4,6 %. La BAR s'élève au 1er janvier 2021 à 14,5 milliards d'euros (1) . Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (ces dernières sont rémunérées au taux de la dette, 3,7 % jusqu'en 2020 en application du tarif TURPE 5 et 2,4 % à partir de 2021 en application du tarif TURPE 6).

Accès des tiers au réseau

L'article L. 111-91 du code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution en particulier pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente d'électricité et la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance, de la réhabilitation ou du renouvellement des ouvrages, et du dépannage d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, va permettre d'une part, d'optimiser les politiques techniques et d'autre part, de développer la maintenance conditionnelle et prédictive en renforçant l'efficacité de chaque opération et en limitant l'intervention au juste nécessaire. La numérisation du réseau et le monitoring à grande échelle vont permettre d'établir un diagnostic à distance et de déployer les nouvelles technologies de maintenance (drones, visualisation 3D, réalité augmentée…). En complément, les outils de test et de simulation vont faciliter la prise de décision en matière de gestion du réseau. L'analyse de données en masse rendra possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs, pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

1.4.4.1.2.2 Développement et réalisation de nouveaux investissements

Dans un contexte de transition énergétique qui est en train de modifier les fondamentaux du système électrique français, RTE fait évoluer ses activités pour préparer et accompagner ces grandes mutations.

Chaque année, RTE élabore un programme annuel d'investissements soumis à la CRE pour approbation. En 2020, dans un contexte de crise sanitaire liée à la Covid, RTE a poursuivi l'essentiel de ses investissements. Les actions menées afin de poursuivre l'activité pendant la période de confinement ainsi que la reprogrammation volontariste des interventions ont permis de limiter les reports des opérations à réaliser.

Le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE reste à un niveau élevé de 1 529 millions d'euros en 2020. Les principaux investissements ont porté sur :

- la poursuite des travaux de construction de deux interconnexions à courant continu (« Savoie-Piémont » entre la France et l'Italie, « IFA 2 » entre la France et le Royaume-Uni) ;
- le lancement des travaux de raccordement des futurs parcs éolien en mer de Fécamp et de Saint-Brieuc ;
- la poursuite des travaux du raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire ;
- la reconstruction de la ligne à 400 000 volts « Avelin-Gavrelle » entre le sud de Lille et le nord-ouest d'Arras (débutée en 2019) ;
- la reprise du programme « Haute-Durance » (sécurisation de l'alimentation de la vallée du même nom).

Le montant du programme d'investissements pour 2021 de RTE, approuvé par la CRE est de 1 717,6 millions d'euros. Il traduit notamment la mise en œuvre de la trajectoire présentée dans le SDDR (Schéma décennal de développement du réseau) pour accompagner la transition énergétique et les évolutions liées à l'intégration européenne des marchés. Il se caractérise par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau, avec en particulier l'avancée des travaux de développement du réseau en mer, la poursuite de grands projets d'adaptation du réseau, ainsi que le développement et renouvellement de systèmes d'information et de l'immobilier.

1.4.4.1.2.3 Exploitation du système électrique

Gestion du système électrique

RTE gère en temps réel les flux sur le réseau de transport, et met en œuvre les moyens à sa disposition au travers du mécanisme d'ajustement pour assurer en temps réel l'équilibre entre l'offre et la demande. Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE et dus aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés, est répercuté sur les « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Gestion des interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins. Ces interconnexions permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et le développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'énergie dans d'autre pays de l'Union européenne, en jouant sur les écarts de prix de part et d'autre des frontières, et ainsi de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne (notamment les énergies renouvelables).

Coordination des réseaux en Europe

RTE et Elia (2) ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, qui a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre gestionnaires de réseaux de transport exprimés tant par la Commission européenne que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

(1) Montant à valider par la CRE.

(2) Elia est le gestionnaire de Réseau de Transport d'Électricité belge à haute tension (de 30 000 à 380 000 volts).

RTE et Elia ont ensuite été progressivement rejoints par les gestionnaires de réseau de l'Europe de l'Ouest : National Grid ESO (Grande-Bretagne), Terna (Italie), 50 Hertz (nord-est de l'Allemagne), REN (Portugal), REE (Espagne) et récemment Eirgrid et SONI (Irlande).

La mise en œuvre des codes de réseau ainsi que du nouveau règlement sur le marché intérieur de l'électricité conduit à la mise en place des Centres de Coordination régionaux, officialisant ainsi le rôle des entités comme Coreso dans la coordination opérationnelle des gestionnaires de réseaux européens. En conséquence, Coreso est en cours de désignation légale comme Centre de Coordination Régional pour les différentes régions de calcul de capacité et d'exploitation dont la France fait partie.

1.4.4.1.3 Bilan énergétique 2020

En 2020, la consommation brute s'établit à 449 TWh, soit une baisse de 5 % par rapport à l'année précédente. Cette baisse est à la fois imputable à la crise sanitaire et à des températures globalement plus douces.

Le solde des échanges commerciaux français s'établit à 43,2 TWh en 2020, en recul de 12,5 TWh par rapport à 2019 (1). Les volumes commerciaux d'export diminuent nettement avec 77,8 TWh, tandis que les volumes d'import progressent et atteignent 34,6 TWh. La France reste néanmoins exportatrice sur l'ensemble de ses frontières et demeure le pays le plus exportateur d'Europe.

La qualité de l'électricité fournie par RTE est estimée par deux indicateurs : le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure. Les valeurs pour 2020 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 3 min 4 s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et la fréquence de coupure de 0,341 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

1.4.4.2 La distribution – Enedis

37,2 millions	1,38 million	3 962 M€	38 624	421
DE CLIENTS	DE KM DE RÉSEAU	INVESTISSEMENTS EN 2020	COLLABORATEURS	CONTRATS DE CONCESSION

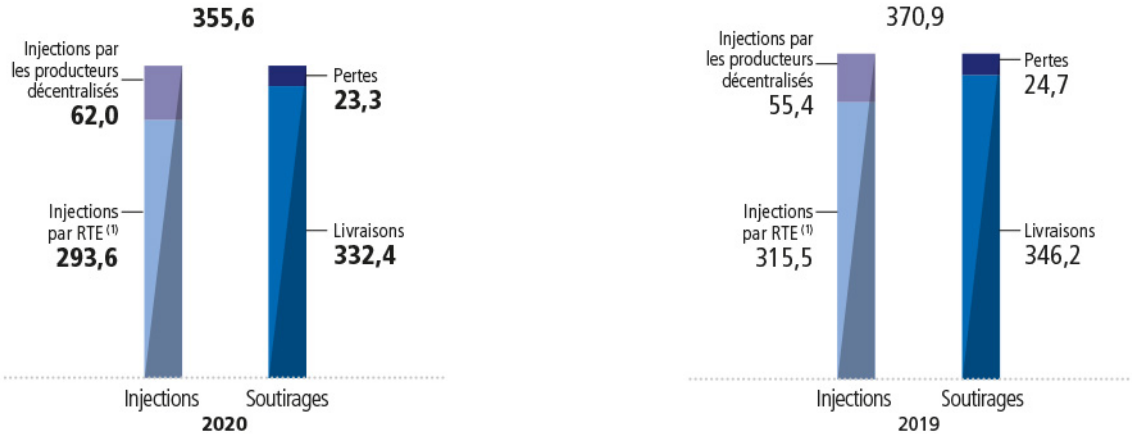
Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a pour mission principale l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité, en garantissant sa sécurité et sa sûreté et en veillant, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité. Créée en 2008, ERDF est devenue Enedis en 2016 et dessert aujourd'hui environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD). En 2020, Enedis a distribué l'électricité à plus de 37,2 millions de clients (points de livraison) et permis l'injection de plus de 458 900 sites de production en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,38 million de kilomètres. À ces chiffres il faut rajouter plus de 16 700 producteurs qui ont déclaré des installations en autoconsommation sans injection, ce qui porte à plus de 475 600 le nombre total d'installations de production.

Le réseau de distribution dont Enedis est concessionnaire (voir la section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution ») est constitué au 31 décembre 2020 d'environ :

- 653 390 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 728 391 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 224 postes sources HTB/HTA ;
- 796 148 postes de transformation HTA/BT.

Bilan simplifié des flux énergétiques

(en TWh)



(1) Les volumes d'injections RTE sont présentés nets du refoulement vers le réseau de transport.
NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale des valeurs précises.

(1) Source RTE – Bilan électrique.

Les pertes électriques sont inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution et résultent principalement d'effets physiques qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Enedis doit compenser ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers l'ensemble des clients raccordés au réseau de distribution.

Le volume des pertes constatées sur 2020 s'est élevé à 23,3 TWh (voir bilan électrique ci-dessus), soit un taux de 6,01 % (1).

Les achats d'énergie pour compenser les pertes enregistrées dans les comptes, y compris régularisations d'exercices antérieurs, sont de 1 116 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. Enedis participe également aux consultations organisées par la mission Obligation d'Achat, au sein de la DOAAT.

L'accès d'Enedis aux droits à l'ARENH pour les pertes se fait, le cas échéant, au travers d'appels d'offres spécifiques auprès d'un panel de fournisseurs qualifiés pour ce produit.

En 2020, l'épidémie Covid a induit une baisse de l'acheminement estimée à 8,4 TWh avec un impact sur les pertes de - 0,7 TWh.

1.4.4.2.1 Organisation d'Enedis

Les activités de distribution sur le territoire français métropolitain continental sont très majoritairement assurées par Enedis, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance, responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

En application des directives européennes et afin de garantir les règles d'accès non discriminatoire aux réseaux et d'indépendance qui s'imposent au gestionnaire de réseaux, celui-ci doit être séparé vis-à-vis de toute activité de fourniture et de production d'énergies. Ainsi, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être juridiquement distinct de manière à garantir son indépendance fonctionnelle et décisionnelle. Dans ce cadre, EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, ont filialisé leurs gestionnaires de réseau de distribution en 2008. Par ailleurs, Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal (voir la section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF »).

Le Conseil de surveillance d'Enedis est composé de quinze membres :

- huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire ;
- cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public ;
- un est nommé par l'État en vertu des articles 4 ou 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 ;
- et un, représentant les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité, est désigné par décret en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

En 2020, un nouveau Président du Directoire a été nommé le 9 février 2020, à la tête d'un Directoire à deux personnes. Le 1er août 2020 la composition du Directoire a été élargie à cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné, par arrêté en date du 21 avril 2020, un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis.

Le 1er juin 2016, la dénomination sociale du gestionnaire du réseau de distribution a changé pour devenir Enedis, en remplacement de la dénomination ERDF. Cette nouvelle dénomination traduit l'engagement fort de l'entreprise dans la transition énergétique au lendemain de la COP21. Elle permet également au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Missions d'Enedis en France

Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental.

Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ses activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales au titre de ses activités ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- assurer le bon fonctionnement du marché et l'égal accès des acteurs du marché au réseau et aux données ;
- favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et la mise en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- assurer le suivi des périmètres d'effacement ;
- être garant de la répartition et de la comptabilisation des flux d'énergie entre les acteurs utilisateurs des réseaux, et de la juste compensation des pertes sur ces réseaux.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

L'activité d'Enedis repose sur plusieurs métiers :

- assurer, en tant que concessionnaire, la gestion des actifs en concession ;
- conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture ;
- assurer la satisfaction des clients, optimiser leurs délais de raccordement et utiliser les résultats des enquêtes et retours clients pour mieux les servir ;
- réaliser les travaux sur le réseau, en particulier les travaux de raccordement, de renforcement et de renouvellement du réseau ;
- assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur (voir dans la section 1.4.4.1.2 l'encadré réglementaire sur « l'accès des tiers au réseau ») ;
- et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

Évolution des investissements

En 2020, 3 962 millions d'euros ont été investis par Enedis. 1 584 millions d'euros ont été consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et à l'adaptation du réseau à la charge. 1 998 millions d'euros l'ont été à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité, la préservation de l'environnement et le déploiement des compteurs Linky, autant de domaines où les attentes identifiées des clients, des collectivités locales et des autorités concédantes sont particulièrement fortes. Enfin, 379 millions d'euros ont été investis dans les systèmes d'information et les moyens d'exploitation (véhicules, engins, immobilier…).

En complément, les autorités concédantes ont investi 730 millions d'euros en 2020. Au total, près de 4 692 millions d'euros ont donc été investis en 2020 en France continentale sur les réseaux de distribution.

(1) Ce taux est désormais calculé en rapportant les pertes de l'année aux injections brutes avant déduction des refoulements vers le réseau de transport.

Investissements bruts d'ENEDIS

(en millions d'euros)	2020	2019
Raccordements et renforcements	1 584	1 623
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	409	445
Outils de travail et moyens d'exploitation	379	365
Modernisation du réseau (1)	1 589	1 821
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	**3 962**	**4 254**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS (2)	**730**	**725**
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**4 692**	**4 979**

(1) Dont Linky : 682 millions d'euros en 2020, 722 millions d'euros en 2019, 792 millions d'euros en 2018 et 612 millions d'euros en 2017 (dépenses de généralisation et liées à la post-expérimentation).

(2) Après déduction PCT (a) et article 8 (b) pour la part financée par Enedis.

(a) PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.

(b) Article 8 de l'annexe I du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

Par ailleurs, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant comptabilisé en 2020 s'élève à 314 millions d'euros (contre 319 millions d'euros en 2019).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2020, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 58 minutes. Ce résultat, le meilleur depuis 15 ans, est la combinaison d'une année climatique relativement favorable et des bénéfices des actions de résilience des dernières années. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) qui lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2020, la FIRE a été mobilisée à 6 reprises.

Concernant les couvertures d'assurance relatives à la protection du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, voir la section 2.1.2.6 « Assurances » - « Couverture tempêtes ».

Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre Enedis, le nombre d'installations de production photovoltaïque raccordées au réseau a encore progressé : en 2020, on constate une croissance des raccordements photovoltaïques avec 876 MW d'installations photovoltaïques nouvelles raccordées (contre 858 MW à fin 2019). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 789 MW raccordés en 2020 (contre 1 202 MW en 2019).

À fin 2020, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 24,2 GW, composé respectivement de 9,1 GW de centrales photovoltaïques et de 15,1 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques (1,6 GW), les cogénérations (2,5 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2020, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 30,2 GW.

Plus de 30 200 installations photovoltaïques petits producteurs ont également été raccordées en autoconsommation en 2020, ce qui représente près de 99 % des raccordements « petits producteurs » de l'année.

Enedis a également poursuivi ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables, en mettant en œuvre les travaux de construction des postes sources dans le cadre du dispositif réglementaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis le 1er juillet 2007. 82 fournisseurs d'électricité, opérant sur le marché français, sont en contrat avec Enedis. Ce contrat définit les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique en soutirage, englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité et, optionnellement, un contrat unique en injection pour les autoconsommateurs individuels.

La dynamique concurrentielle sur le marché de la fourniture s'accroît notablement, aussi bien pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA depuis la suppression des tarifs réglementés de ventes (TRV) pour ce type de puissance fin 2016, que désormais pour les puissances souscrites inférieures à 36 kVA avec la fin partielle des TRV Professionnels au 1er janvier 2021. Cette dernière évolution majeure a été accompagnée avec succès par Enedis. Par ailleurs, plus de 250 nouveaux acteurs fournisseurs de services exploitant les données de consommation fines des clients, sur autorisation de ces derniers, contribuent également significativement à la dynamique du marché.

Rappel réglementaire

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Électricité (TURPE distribution)

Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux efficaces.

La CRE a adopté le TURPE 5 bis HTA/BT par une délibération du 28 juin 2018. Ce tarif est entré en vigueur au 1er août 2018 pour une durée d'environ trois ans. Il prévoit une évolution à l'inflation au 1er août de chacune des années 2019 et 2020 hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits.

Dans le cadre du TURPE 5 bis HTA/BT, la rémunération financière d'Enedis résulte de la somme de la rémunération sur actifs gérés (BAR rémunérée à 2,5 %) et de la rémunération des capitaux propres régulés (rémunérés à 4,0 %).

Par une délibération du 20 mai 2020, la CRE a fixé, en application des formules d'évolutions annuelles, l'augmentation du tarif au 1er août 2020 à + 2,75 %.

La CRE a publié le 21 janvier 2021 une délibération portant décision sur le TURPE 6 Distribution (HTA-BT). Ce tarif qui vise à couvrir les charges des exercices 2021 à 2024 s'appliquera à compter du 1er août 2021 pour une période d'environ 4 ans. Il prévoit une augmentation au 1er aout de chaque année à hauteur de l'inflation prévisionnelle majorée de 0,31 %. Dans le cadre de ce tarif, la rémunération financière d'Enedis résulte essentiellement de la somme de la rémunération sur actifs gérés (BAR rémunérée à 2,5 %) et de la rémunération des capitaux propres régulés (rémunérés à 2,3 %). Cette délibération a été transmise à la ministre de la Transition écologique ainsi qu'au ministre de l'Économie, des Finances et de la Relance et sera publiée au Journal officiel de la République française.

Concessions

Au 31 décembre 2020, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 421 contrats de concession, couvrant environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans.

Le 21 décembre 2017, la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992 avec la FNCCR, ce nouvel accord associe France urbaine qui représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes et dont la plupart des membres disposent de la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité. Le nouveau modèle de contrat entériné par cet accord réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. L'officialisation de ce nouveau modèle a ouvert la voie à une modernisation dans la durée de la relation d'Enedis avec les autorités concédantes. En dépit de la crise sanitaire et des élections municipales qui ont retardé la conclusion de certaines négociations, le renouvellement des contrats de concession s'est poursuivi en 2020 à un rythme soutenu. Au 31 décembre 2020, 240 contrats de concession ont ainsi été conclus sur la base du nouveau modèle. D'autres négociations sont engagées ou programmées avec l'ambition d'avoir renouvelé la quasi-totalité des contrats signés selon d'anciens modèles de contrat d'ici à fin 2021.

Rappel réglementaire

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de ces textes de loi, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale, certains pouvant avoir une maille départementale.

La séparation des activités de production et fourniture d'une part et de distribution d'autre part, imposée par les directives européennes, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives et, d'autre part, la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à Enedis et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives, et à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du code de l'énergie prévoit que ces contrats de concession sont tripartites. Ils sont en effet signés, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés.

Dans les limites fixées par la loi et par la jurisprudence, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour (1).

Conformément à l'article L. 3213-1 du code de la commande publique, qui transpose en droit interne l'article 10.1 de la directive communautaire n° 2014/23/UE du 26 février 2014, les contrats de concession pour l'exploitation du réseau public de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sont conclus de gré à gré, c'est-à-dire sans procédure de publicité et de mise en concurrence.

La loi portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite loi ELAN) insère dans la partie du code de l'énergie relative à l'accès et au raccordement aux réseaux électriques un chapitre 5 consacré aux colonnes montantes. Les colonnes mises en service à compter de la publication de la loi appartiennent au réseau public de distribution. Pour celles mises en service avant, elles ont intégré le réseau public de distribution le 24 novembre 2020. Jusqu'à cette échéance, les propriétaires ou copropriétaires avaient la faculté de demander leur intégration anticipée. Ils pouvaient également décider de conserver la propriété de leur colonne.

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus.

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Les réseaux intelligents (*smart grids*) et les compteurs communicants (Linky)

Enedis, garant de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser et sécuriser le réseau électrique. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société française constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, Enedis déploie, de manière industrielle, le système communicant Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, dits « compteurs communicants », qui peuvent recevoir des ordres et envoyer des données sans l'intervention physique d'un technicien. Ce système représente la première étape indispensable à la mise en place des *smart grids* ou « réseaux intelligents ».

Il s'agit d'équiper le réseau de distribution d'objets connectés, dont le compteur Linky, pour intégrer la production d'électricité de source renouvelable qui se développe fortement, mieux garantir l'équilibre production-consommation en tout point du réseau électrique et permettre aux fournisseurs et autres clients de proposer de nouveaux services énergétiques aux clients. L'arrivée de Linky à grande échelle favorise aussi la mise en place d'offres contractuelles nouvelles (tarifs différenciés, moins élevés, pour l'utilisation par exemple d'électricité dite « verte » produite à partir de panneaux photovoltaïques). La mise à disposition auprès des clients, grâce à Linky, de courbes de consommation d'électricité à la journée, à la semaine ou au mois, favorise la maîtrise de l'énergie et constitue un levier concret, attendu par les pouvoirs publics, de la transition énergétique.

Enedis a lancé, le 1er décembre 2015, le déploiement généralisé des compteurs Linky pour un montant total d'investissements de 3 972 millions d'euros (2) sur la période 2014-2021. À fin 2020, les investissements cumulés (2014-2020) déjà réalisés sont de 3 415 millions d'euros, pour 29,66 millions de compteurs Linky installés (y compris compteurs de l'expérimentation), dont 29,03 millions ouverts à tous les services. Le taux de compteurs Linky posés est ainsi de plus de 78,6 %, pour une valeur repère fixée par la CRE pour fin 2020 à 80 %. Près de 4 foyers français sur 5 sont d'ores et déjà équipés de compteurs Linky.

Enedis continue à accompagner la filière industrielle française des réseaux électriques intelligents avec d'autres acteurs français du secteur, au sein de l'association Thinksmartgrids qui comprend désormais plus d'une centaine d'adhérents (grands groupes industriels, *start-ups*, universités ou instituts de recherche, etc.).

L'ambition est de maintenir son *leadership* en Europe, et de rayonner dans le reste du monde. La Belgique, l'Égypte, l'Indonésie et l'Inde ont retenu des solutions portées par Enedis et son expertise. En Inde en particulier le projet de déploiement de compteurs communicants dans la région de New Dehli est entré en 2019 dans sa phase opérationnelle.

(1) Les biens de retour sont ceux qui font obligatoirement retour à la collectivité concédante en fin de concession. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à cette collectivité. Ils sont définis par le contrat de concession ou même par la loi. À défaut, sont généralement qualifiés comme tels les biens indispensables à l'exécution du service concédé.

(2) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse, de 4 455 à 3 972 millions d'euros sur la période 2014-2021, après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés.

Rappel réglementaire

Régulation Linky

Le projet Linky, porté par Enedis, bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulés dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système d'information associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a ainsi fixé un taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 %, auquel s'ajoute une prime additionnelle de 3 % assortie d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi qu'à la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Elle peut se traduire également par des malus ne pouvant cependant pas dégrader la rémunération nette en deçà d'un plancher fixé à 5,25 %. Comme le prévoyait la délibération du 17 juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système sur les années 2020 et 2021 a été fixée par la délibération de la CRE du 23 janvier 2020.

En complément, un différé tarifaire destiné à assurer une neutralité tarifaire de Linky pour le client, conduit à décaler des recettes relatives à la période 2014-2022 vers la période 2023-2030. Ce différé tarifaire, assorti d'une compensation des coûts de portage financier (fixés à 4,6 %), sera ainsi totalement apuré d'ici à 2030. Au 31 décembre 2020, le différé est de + 1 650 millions d'euros (il s'agit d'une créance tarifaire d'Enedis vis-à-vis des utilisateurs du réseau, non reconnue au bilan du Groupe au 31 décembre 2020, en application du référentiel comptable en vigueur à ce jour).

La transition écologique

Enedis a dévoilé en septembre 2020 son projet industriel et humain 2020-2025 : devenir le service public préféré des Français au service de la transition écologique. Enedis entend concilier performance industrielle et approche durable, au cœur des territoires et au plus près de ses clients, pour être au rendez-vous des mutations d'aujourd'hui et anticiper celles de demain.

Ce projet tient compte d'une part du contexte des évolutions du mix électrique métropolitain matérialisées dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui prévoit une intégration croissante d'actifs décentralisés de production d'électricité renouvelable intermittente dans les réseaux électriques. D'autre part, de nouveaux usages de l'électricité, et donc de nouveaux postes de consommation sont amenés à se développer, notamment avec l'essor en cours du véhicule électrique. La transition écologique nécessite le développement de capacités de stockage électrique et de services permettant d'optimiser la gestion de l'équilibre offre-demande du réseau. Ces transformations vont très largement s'appuyer sur le réseau de distribution d'électricité qui va devenir la véritable colonne vertébrale de la transition écologique.

À cet égard, Enedis met en œuvre plusieurs solutions dont le compteur Linky est une des briques élémentaires afin d'offrir aux consommateurs, du marché de masse et du marché d'affaires, et aux producteurs, un réseau profondément modernisé. Ces solutions portent notamment sur la surveillance et le pilotage en temps réel des réseaux basse et moyenne tension, l'anticipation des événements, l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique… L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la société. Grâce à l'installation généralisée de Linky et aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin et plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau et sur l'usage croissant des flexibilités. Cette « intelligence » permet d'optimiser les investissements, tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à Enedis de performance et de sécurité.

Les solutions *smart* qui se déploient portent sur des domaines tels que les objets connectés, les flexibilités, l'autoconsommation collective et individuelle, la maîtrise de la demande, le stockage, la gestion des données ou les modèles économiques.

Industrialiser les solutions techniques

Enedis poursuit l'industrialisation de solutions de pointe dans les *smart grids*. Les nouvelles technologies numériques équipent progressivement toutes les composantes du réseau :

- les postes sources les PCCN, « Postes de Contrôle Commande Numérique », qui assurent la gestion centrale des automates de conduite du réseau ;
- les FAR, « Fonctions d'Automatisation du Réseau », qui permettent de gérer l'insertion d'électricité de sources renouvelables, les postes de distribution (postes HTA/BT Smart),
- les capteurs sur le réseau ;
- et l'ensemble des outils SI (prévision, conduite, gestion prévisionnelle, Linky réseau, etc.).

Enedis continue une modernisation ambitieuse du réseau, afin de faciliter l'accueil des énergies renouvelables et d'accompagner l'ensemble des acteurs du système électrique. Progressivement, des technologies basées sur l'intelligence artificielle sont testées et déployées sur le réseau, au service notamment de la maintenance prédictive des actifs du réseau (modélisation et prévention des pannes, etc.).

Numérisation des systèmes énergétiques : assurer la mutation digitale et la gestion des données

Le développement des systèmes de mesures couplés aux innovations numériques (Internet des objets) permet d'accroître la collecte et l'analyse des données du réseau en vue d'en optimiser le pilotage. La *blockchain,* ou l'intelligence artificielle, offrent de nouvelles possibilités pour les gestionnaires de réseaux et l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur, notamment en matière de traçabilité de la production à la consommation, de planification des opérations de maintenance du réseau ou d'anticipation des équilibres offre-demande.

Dans cette mouvance, le programme numérique engagé depuis 2014 par Enedis est arrivé à maturité. Il est basé sur quatre volets :

- la gestion de l'infrastructure (télé-conduite, maintenance prédictive etc.) ;
- le dialogue avec l'externe ;
- la gestion des données des compteurs et des capteurs ;
- et la transformation sociale et culturelle de l'entreprise qui dote ses collaborateurs de nouveaux outils connectés aux systèmes d'information.

Il permet notamment de délivrer de meilleurs services aux clients. Enedis s'est organisée pour traiter, exploiter, agréger les données collectées et les mettre à disposition des différents acteurs du système électrique (fournisseurs, gestionnaire de réseaux de transport, collectivités, nouveaux entrants) dans le respect des règles de confidentialité et de sécurité.

Enedis agit pour les *smart cities*, l'ensemble des territoires et les citoyens

L'autoconsommation, l'autoproduction, la mobilité électrique, les compteurs intelligents, la gestion des données et l'optimisation en temps réel des réseaux représentent les nouveaux enjeux des distributeurs d'électricité vis-à-vis de tous les territoires, et en particulier des métropoles.

Enedis poursuit sa transformation de GRD (gestionnaire de réseau de distribution) à « DSO » (opérateur de systèmes de distribution), et agit en facilitateur de la transition énergétique et écologique dans son ensemble ainsi que dans tous les usages et à toutes les échelles, y compris locales (ville, quartier etc.). Ce rôle s'applique en matière de réseaux mais aussi de données associées dont ont besoin les acteurs territoriaux, et notamment les métropoles ayant l'ambition de devenir des *smart cities*.

La présence d'Enedis évolue donc régulièrement pour s'adapter aux réorganisations territoriales et à la « métropolisation » de la société tout en réservant une qualité de fourniture électrique élevée dans les zones rurales. Enedis met à disposition des collectivités territoriales son expertise technique pour contribuer aux politiques énergétiques locales, aux territoires à énergie positive pour la croissance verte, aux plans de déplacement urbains et aux projets *smart cities*.

La politique d'Open innovation d'Enedis se développe également dans les territoires qui multiplient les initiatives énergétiques, technologiques et environnementales, et s'appuient sur de nombreuses *start-ups*. Enedis « fertilise » ces projets et ces développements avec ses propres recherches et innovations dans le domaine des *smart grids* et des *data* notamment.

En 2020, Enedis a poursuivi la mise en œuvre de son plan de développement stratégique axé sur l'ambition d'être un partenaire industriel de référence pour tous les acteurs de la mobilité électrique afin de co-construire les solutions permettant son développement à grande échelle. En effet, la très grande majorité des bornes de recharge va être directement, ou indirectement, raccordée au réseau de distribution dont Enedis assure le développement et l'exploitation.

Dans le défi collectif que constitue la mobilité électrique, la contribution d'Enedis est attendue de la part de l'ensemble des acteurs, en particulier par les collectivités territoriales et les industriels dont Enedis est partenaire au quotidien, avec une volonté affichée par Enedis de permettre la mobilité électrique partout et pour tous. En 2020, les réalisations opérationnelles sur le terrain se sont accélérées : Enedis, en étroite relation avec les collectivités locales, est partenaire de plus de 150 projets concernant les véhicules légers, les autocars, les bus, les bateaux.

Acquérir et développer les compétences de demain

Avec le réseau numérique, Enedis est devenue un opérateur de données, faisant apparaître des besoins de compétences en technologies de l'information, en télécoms et en cybersécurité. Enedis enrichit par ailleurs la relation avec ses clients *via* une stratégie numérique : application mobile, espace collectivités sur son site Internet et une présence consolidée en 2020 sur les réseaux sociaux.

Pour développer les compétences de demain, Enedis consacre 8 % de sa masse salariale à la formation quand l'obligation légale est de 1,6 %. La politique de recrutement s'inscrit dans une perspective de long terme et cible les cœurs de métiers (exploitation, maintenance et développement des réseaux), mais également les nouveaux métiers liés à la transformation numérique, avec près de 800 nouveaux recrutements prévus par an sur les 4 prochaines années.

Agir pour atténuer le changement climatique

L'ambition d'Enedis est d'atteindre la « neutralité carbone » d'ici à 2050 en réduisant drastiquement ses propres émissions de gaz à effets de serre et, au-delà, en impulsant une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs. Les émissions résiduelles seront compensées par le financement de projets certifiés et auditables notamment *via* la reforestation.

Enedis entend par ailleurs contribuer aux objectifs de l'Accord de Paris en accélérant le déploiement de solutions électriques dé-carbonées à grande échelle et la maîtrise de la consommation d'électricité grâce aux compteurs communicants et aux réseaux intelligents.

- **Enedis sera neutre en carbone d'ici 2050, en réduisant drastiquement les 1,2 Mt CO_2e de ses émissions propres (scopes 1 et 2) et en impulsant une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs et prestataires pour réduire le plus fortement possible les 2,4 Mt CO_2e du scope 3**. Les émissions résiduelles seront compensées *via* des projets à émissions négatives certifiées (reforestation, etc.)

Pour atteindre un premier objectif de réduction de 20 % en 2025, Enedis prévoit :

- de poursuivre l'électrification de son parc de véhicules en visant 100 % de véhicules électriques pour les véhicules légers en 2030, et au plus tard en 2050 pour les engins de chantier (à fin 2020, la flotte d'entreprise est composée de 2 913 véhicules électriques sur un total de 18 814 véhicules, soit près de 15,5 %) ;
- de remplacer progressivement ses groupes électrogènes de secours par des solutions mobiles à faibles émissions de CO_2 (batteries, piles à combustibles) ;
- de réduire ses émissions de SF6 par une maintenance optimisée des postes sources et un changement de technologie pour les nouvelles cellules HTA ;
- de réduire ses émissions liées aux achats des pertes grâce à un facteur d'émission de l'électricité en baisse compte tenu de la production ENR qui se substitue en partie à des productions carbonées ;
- de réduire les consommations d'énergie de ses sites tertiaires, dont ceux liées aux technologies de l'information, au rythme de réduction prévu par le "décret tertiaire" (40 % en 2030 par rapport à 2010) ;
- d'optimiser les déplacements personnels et professionnels : grâce au développement du télétravail, à la réduction des interventions chez les clients permises par le compteur Linky et à la diminution du nombre de réunions remplacées de plus en plus par des visioconférences ;
- d'engager ses fournisseurs et prestataires vers la neutralité carbone, au travers de chartes d'engagement, de critères environnementaux, d'écoconception des matériels et d'utilisation de matières recyclées.

- **Enedis sera un acteur clé dans la mise en œuvre de la Stratégie Nationale Bas Carbone en favorisant les solutions électriques innovantes, en substitution aux énergies fossiles, et le pilotage intelligent du système électrique pour maîtriser les consommations.**

Enedis se mobilise également :

- pour faciliter l'intégration des nouvelles solutions électriques au réseau de distribution : énergies renouvelables (67 GW d'ENR à 2035), bornes de recharge électriques (12 millions connectées au réseau en 2035), autoconsommation, stockage ;
- pour le développement de l'usage de l'électricité et de processus plus efficients : pompe à chaleur… ;
- pour maîtriser les consommations grâce aux réseaux électriques intelligents et aux compteurs communicants ;
- pour assurer le pilotage intelligent du système électrique à un coût maîtrisé, en développant de nouvelles flexibilités.

- **Afin de valider sa stratégie bas carbone, Enedis apportera toute sa contribution à la certification « Science Based Targets » (SBTi) portée par le groupe EDF.**

En complément de ses actions en faveur du climat, Enedis œuvre en faveur de la préservation de la biodiversité avec des actions visant à protéger les oiseaux des risques d'électrocution et en soutenant d'autres actions sous la bannière « Act4nature » désormais « Entreprises engagées pour la nature – act4nature France ».

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés au réseau métropolitain continental : la Corse, les départements d'Outre-mer (excepté Mayotte) et les collectivités d'Outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux structures :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires assurant au quotidien l'équilibre entre offre et demande, gérant l'ensemble des réseaux et exerçant une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, orientée par une politique active d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI) en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

Les surcoûts de production dans ces territoires par rapport aux coûts équivalents de métropole sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre sont compensés par le budget de l'État.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution.

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2020 Total
Nombre de clients	Environ 1 185 000
Longueur réseaux *(en km)*	Environ 38 200
Puissance nette installée du parc* *(en MW)*	2 005
dont parc hydraulique et autres renouvelables	*22 %*
dont parc thermique	*78 %*
Production* (en GWh)	5 659
dont production hydraulique	*22 %*
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	4 020
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	*41 %*
dont autres énergies	*59 %*
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE* ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 679**

* *Données incluant la Direction EDF SEI et EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF.*

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production de l'électricité et le prix de vente au tarif par la péréquation tarifaire, EDF développe dans ces territoires une action volontariste de maîtrise de la demande en énergie (MDE) en collaboration avec l'ensemble des acteurs institutionnels (représentants des services de l'État, de la collectivité, de la Commission de régulation de l'énergie, de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, des institutions locales…).

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à décarboner et à renforcer le parc de production d'électricité

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des territoires, de remplacer ses principales centrales en fin de vie.

Les centrales de production mises en service par EDF PEI entre 2012 et 2015 à la Réunion, en Martinique, en Guadeloupe et en Corse sont équipées de technologies innovantes qui permettent de délivrer les meilleures performances industrielles et environnementales et contribuent à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

Les nouvelles centrales seront construites et exploitées par la filiale EDF PEI. Dans les territoires où la PPE le prévoira, EDF PEI envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide ou de convertir ses centrales existantes au bioliquide.

Actuellement partenaire dans une ferme photovoltaïque avec stockage en Guyane et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique (mise en service en 2019), EDF PEI renforce également sa présence dans les ENR par le biais de projets en relation avec EDF Renouvelables.

Concernant SEI, l'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs de 16 MW) et le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon (21 MW) sont opérationnels respectivement depuis 2014 et 2015. La centrale de Saint-Martin a été livrée fin juin 2016 pour une puissance installée de 40 MW.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans la plupart de ces territoires, quoique modérée par les actions d'efficacité énergétique engagées, ainsi que le développement des énergies renouvelables, et le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production, conduisent le gestionnaire de réseaux EDF à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques.

Au total, EDF a investi en 2020 plus de 250 millions d'euros dans les activités Production (incluant EDF PEI) et Réseaux.

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et à optimiser la gestion des systèmes électriques

La loi de transition énergétique fixe un objectif d'autonomie énergétique à 2030 pour les DOM et à 2050 pour la Corse.

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux SEI. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables non synchrones dans les SEI, en proposant des évolutions de leurs spécifications techniques, en adaptant le système électrique pour le rendre plus robuste aux perturbations, en développant des techniques de mesure communicantes. EDF a également installé trois batteries de 5 MW pour assurer une fonction de soutien au réseau en cas d'aléa, parmi un ensemble de projets de stockage sélectionnés en 2018 par la CRE.

Des travaux sont également en cours pour faire émerger des micro-réseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables dans certaines zones isolées. Un système innovant associant photovoltaïque, pilotage numérique et stockage a ainsi été installé en 2017 sur l'île de Sein, permettant une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour. Une partie du cirque de Mafate à la Réunion est alimentée par de la production solaire avec une batterie et un stockage hydrogène. Plusieurs autres projets sont en cours, notamment pour des zones isolées dans les communes de l'intérieur de Guyane (Maripasoula, Papaichton, Saint Georges de l'Oyapock).

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), dont un des outils principaux sont les aides publiques à l'équipement (plus de 600 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2019-2023). EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label « Agir Plus ».

EDF a engagé le déploiement dans les départements d'Outre-mer (hors Mayotte) et en Corse, de 1,2 million de compteurs numériques d'ici fin 2023. Cela représente un investissement de 268 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribueront à moderniser profondément la relation aux clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique. À fin 2020, plus de 496 600 compteurs ont été posés.

1.4.4.4 Électricité de Strasbourg (ÉS)

ÉS est l'énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire au travers de ses quatre activités : la distribution d'électricité, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet à ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

ÉS effectue également des prestations au profit d'Entreprises Locales de Distribution (ELD), principalement dans l'Est de la France.

ÉS est détenue à hauteur de 88,64 % par EDF, le solde des actions étant détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

1.4.4.4.1 Distribution

Strasbourg Électricité Réseaux est la filiale de distribution d'ÉS. Elle exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité en toute indépendance.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique de plus de 15 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes qui lui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité, les contrats de ces concessions ayant été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin et compte plus de 566 000 points de livraison en Basse et Haute Tension de niveaux A et B, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseaux en aval.

1.4.4.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS. À fin 2020, ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies plus de 555 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et près de 113 000 en gaz, aussi bien particuliers qu'entreprises (tertiaire et industrie) ou collectivités.

En complément de la fourniture d'électricité et de gaz, ÉS Énergies Strasbourg propose à ses clients des services associés, tels que des services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie) et des services digitaux destinés à aider les clients à mieux gérer leurs consommations d'énergie. ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement pour la rénovation et la construction dans l'habitat *via* un portail de mise en relation des clients avec un réseau de partenaires locaux. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg est active dans le développement du photovoltaïque et promeut la mobilité douce dont notamment les infrastructures de recharge des véhicules électriques.

1.4.4.4.3 Services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale spécialisée dans les services énergétiques, est détenue à parts égales par ÉS et Dalkia. En matière de transition énergétique, ÉS Services Énergétiques se positionne comme apporteur de solutions durables et créateur de performance énergétique, avec des offres attractives sur les marchés globaux de performance et les contrats de performance énergétique, ainsi que des offres de pilotage et de sécurisation des réseaux (réseau de chaleur, électrique ou d'éclairage public). Elle réalise également des activités d'ingénierie de restauration collective. ÉS Services Énergétique exploite trois grands réseaux de chaleur de l'Eurométropole de Strasbourg et la centrale biomasse qui alimente en énergie verte deux de ces réseaux, permettant d'économiser 40 000 tonnes de CO_2 par an, équivalent aux émissions de 17 000 voitures.

1.4.4.4.4 Production d'énergie renouvelable

Géothermie profonde

ÉS est un des principaux acteurs de la géothermie profonde en France. Elle exploite depuis 4 ans la première centrale de géothermie profonde à usage industriel à Rittershoffen dont la production est en constante progression. Elle devrait atteindre une moyenne d'environ 182 GWh thermiques d'eau surchauffée renouvelable à partir d'une ressource géothermale située à plus de 2 500 mètres de profondeur.

ÉS exploite également la centrale située à Soultz-sous-Forêts qui a produit 4 GW électriques en 2020.

ÉS a lancé en 2017 le projet de géothermie d'Illkirch Graffenstaden, qui vise à alimenter le futur réseau de chaleur du Parc d'Innovation et ses environs. Ce projet est porté par une filiale détenue à 100 % par ÉS, ÉS Illkirch Géothermie. Il vise à permettre la production de chaleur et d'électricité. Le premier forage a atteint la cible de 3 400 mètres de profondeur en août 2019.

Les résultats obtenus des tests sur ce premier puits indiquent un écart significatif par rapport aux performances attendues. Des études de modélisation ont donc été engagées en 2020 et dureront plusieurs mois. Les différentes simulations techniques et financières réalisées depuis sur ces bases montrent que la capacité à recouvrer les montants déjà engagés sur le projet d'Illkirch n'est aujourd'hui pas assurée. Les actifs concernés ont en conséquence été dépréciés au 31 décembre 2020.

Des événements sismiques survenus au mois de novembre et en particulier celui du 4 décembre 2020 dans l'agglomération de Strasbourg de magnitude 3.5 induit par un acteur tiers, ont conduit la préfecture du Bas-Rhin à diligenter une enquête administrative conduite par la DREAL [(1)] et à déclarer par voie de presse la suspension temporaire des projets de géothermie en développement. De son côté, l'Eurométropole de Strasbourg a décidé la création d'une Mission d'Information et d'Evaluation (« MIE ») sur la géothermie profonde.

Biomasse

La centrale de cogénération biomasse de Strasbourg valorise les résidus de la filière bois des massifs vosgiens et de la Forêt Noire. D'une puissance de 37 MW thermiques, elle produit chaque année 70 GWh d'électricité d'origine renouvelable et 112 GWh de chaleur d'origine renouvelable, qui alimentent deux des trois principaux réseaux de chaleur de la ville de Strasbourg.

Hydraulique

La centrale hydraulique du Framont, inaugurée en septembre 2019, d'une puissance de 400 kW, permet, selon l'hydraulicité, la production d'environ 1,5 GWh/an, soit la consommation électrique annuelle de 350 logements.

(1) Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

Le groupe EDF fournit de l'électricité et du gaz à près de 38 millions de clients dans le monde : particuliers, marchés d'affaires, collectivités locales. Il est un fournisseur d'énergie majeur sur les marchés clés européens : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Le Groupe a l'ambition de se déployer sur de nouvelles géographies en développant des solutions bas-carbone dans les pays en croissance tout en confortant ses positions en Europe.

32,7 millions
DE CLIENTS ÉLECTRICITÉ

26 pays
OÙ LE GROUPE EST PRÉSENT

30 millions
D'HABITANTS ÉCLAIRÉS PAR CITELUM DANS LE MONDE

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy et d'EDF Trading (voir 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading »).

EDF est principalement présent au Royaume-Uni dans :

- la production d'électricité et la fourniture de prestations requises dans le cadre du démantèlement ;
- la fourniture aux particuliers et clients professionnels d'électricité, de gaz et de services associés ;
- la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point, en joint-venture (JV) avec CGN ;
- le développement d'autres nouvelles centrales nucléaires ;
- le renouvelable *via* EDF Renewables UK, filiale d'EDF Energy et société en joint-venture entre EDF Energy et EDF Renouvelables ;
- la fourniture de services techniques et de solutions énergétiques et bas carbone sur les sites des clients *via* Imtech, une JV détenue avec Dalkia ;
- et la mobilité électrique *via* notamment l'acquisition de Pod Point.

EDF Trading fournit des services d'optimisation et de gestion des risques au groupe EDF ainsi qu'à des tiers.

EDF Energy est l'une des plus grandes entreprises énergétiques et le plus gros producteur d'électricité bas carbone au Royaume-Uni. EDF Energy produit 17 % de l'électricité du pays à partir de ses centrales nucléaires, de ses centrales à charbon et au gaz et de ses centrales de cogénération.

EDF Energy fournit du gaz et de l'électricité à 5,22 millions de clients professionnels et résidentiels à fin décembre 2020.

La société emploie environ 11 717 collaborateurs au 31 décembre 2020 répartis sur différents sites à travers le pays.

EDF Renewables UK exploite et développe de nouveaux projets de production et de stockage d'énergie renouvelable au Royaume-Uni et en Irlande, avec près de 1 GW de capacité en exploitation et près de 4 GW en développement et prévision, incluant le développement de grosses batteries de stockage et des connexions à haut débit pour permettre une recharge rapide des véhicules électriques *via* Pivot Power [(1)].

Imtech est l'un des principaux fournisseurs de services techniques et d'ingénierie au Royaume-Uni. Il intervient dans les domaines des services et contrats d'ingénierie (Imtech Engineering Services et SUIR), de la gestion des installations techniques (Imtech Inviron), de l'intégration des systèmes et des solutions numériques (Capula) ainsi que dans les services énergétiques et contrats de performance énergétique, notamment dans le secteur public (avec Breathe) (voir également la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

Dans le domaine de la mobilité électrique, EDF a acquis en 2020 une participation majoritaire dans Pod Point, l'une des plus grandes sociétés de recharge de véhicules électriques au Royaume-Uni, *via* une co-entreprise avec Legal & General Capital [(2)]. EDF vise à maintenir et à renforcer sa position dominante sur les opérations de points de recharge au Royaume-Uni, à développer la recharge intelligente, à offrir des tarifs bas carbone, modulables pour la recharge des véhicules électriques, ainsi que des services plus larges pour accompagner la transition vers la mobilité électrique.

En 2020, EDF a publié au Royaume-Uni un plan de relance écologique et une feuille de route pour le développement durable, décrivant ses actions pour contribuer à atteindre le *Net Zero* [(3)].

1.4.5.1.1 La stratégie d'EDF Energy

L'ambition d'EDF Energy, le plus grand producteur d'électricité bas carbone du pays, est d'aider le Royaume-Uni à atteindre le *Net Zero*. Pour ce faire, il conduit la transition vers un système énergétique décarboné dans sept domaines d'activité (voir ci-dessus en section 1.4.5.1).

EDF Energy et les JV visent à être les *leaders* dans chacun des domaines, en tirant profit de leur positionnement unique sur les sept activités et de leur appartenance au groupe EDF. Cette stratégie est totalement cohérente avec CAP 2030 et repose sur une attention particulière portée à la santé et à la sécurité, à la rentabilité, à la durabilité et à la recherche et développement dans l'ensemble de l'entreprise.

La crise sanitaire Covid a eu un impact important sur l'environnement opérationnel du Royaume-Uni. Tout au long de la crise, EDF a donné la priorité à la poursuite de la fourniture d'énergie et de services à ses clients ainsi qu'à la santé, la sécurité et le bien-être de son personnel, de ses sous-traitants, de ses clients et des communautés. En parallèle, l'entreprise a rempli sa fonction première en aidant à répondre aux besoins énergétiques essentiels de la société. Elle soutient les plans de relance économique du gouvernement britannique, notamment celui visant un investissement de 50 milliards de livres sterling dans la production d'électricité bas carbone.

Dans le cadre de son activité client, EDF Energy dessert plus de 3,5 millions de foyers et d'entreprises britanniques ainsi que des services publics au sens large, notamment le *National Health Trust*, des services d'urgence, des établissements de l'enseignement supérieur, des écoles, des administrations locales ainsi que les services administratifs du Pays de Galles et d'Écosse.

EDF Energy s'attache à développer sa notoriété au travers d'une expérience client d'excellence et en tant que *leader* de la décarbonation. L'entreprise a maintenu un *rating* « Excellent » sur Trustpilot et propose des tarifs d'électricité pour les particuliers et les petites entreprises reposant sur une électricité décarbonée [(4)].

L'entreprise développe des solutions pour aider les ménages, les entreprises et le secteur public britanniques à atteindre le *Net Zero* dans des domaines tels que la mobilité électrique, le chauffage à faible émission de carbone, les services de flexibilité et les compteurs intelligents combinés à des services liés à la donnée. EDF Energy s'efforce de remplir ses obligations réglementaires en tant que *leader* dans le domaine des installations d'efficacité énergétique par le biais du programme d'obligation des entreprises énergétiques (*Energy Company Obligation* – ECO) et, dans le cadre d'un programme national, par le déploiement à moindres coûts de compteurs intelligents dans les foyers et les petites entreprises. En 2020, EDF Energy a installé près de 343 000 compteurs intelligents supplémentaires.

La crise sanitaire, combinée au plafond sur les tarifs par défaut sur le marché résidentiel britannique et à un environnement extrêmement concurrentiel, démontre que la maîtrise des coûts d'exploitation et un modèle d'exploitation efficient et résilient restent des priorités essentielles.

(1) https://www.pivot-power.co.uk/who-we-are.

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 13 février 2020 « Le groupe EDF fait l'acquisition de Pod Point, un acteur majeur de la recharge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ».

(3) https://www.edfenergy.com/about/green-recovery ; https://www.edfenergy.com/about/sustainability.

(4) Le gouvernement britannique reconnaît que l'électricité produite à partir de l'éolien, du solaire et du combustible nucléaire ne produit aucune émission de dioxyde de carbone au lieu de production. *Rating* Trustpilot de novembre 2020.

Dans le domaine de la production d'électricité, EDF Energy cherche à valoriser ses actifs dans les domaines du nucléaire, du charbon et du gaz, grâce à une excellence opérationnelle continue et à une production sûre et fiable. Cela inclut l'optimisation du fonctionnement de la centrale CCG de West Burton B et de la valeur résiduelle de la centrale à charbon de West Burton A, cette dernière disposant d'accords de capacité jusqu'en septembre 2021. Au-delà, EDF Energy continue d'examiner les options possibles, tout en soutenant la politique gouvernementale qui vise à arrêter la production à partir de charbon d'ici 2024.

EDF Energy procède au démantèlement de la centrale au charbon de Cottam qui a fermé en 2019, et qui s'accompagne d'un plan de ressources humaines visant à préserver et à développer les compétences à mesure que l'activité évolue de la production vers le démantèlement.

Le parc de réacteurs nucléaires refroidis au gaz (RAG) d'EDF Energy est confronté au même défi de transformation. Depuis 2009, EDF Energy a allongé la durée de vie de son parc RAG de 8 ans en moyenne. Néanmoins, compte tenu des gros composants qui ne peuvent pas être remplacés, il existe une limite technique à la durée de vie des réacteurs RAG. En 2020, EDF Energy a annoncé la fin de la production des centrales de Hunterston et de Hinkley Point B, au plus tard respectivement les 7 janvier 2022 et 15 juillet 2022. Une fois que les centrales cesseront de produire de l'électricité, l'entreprise prévoit de procéder au déchargement du combustible.

Alors que le parc RAG approche de la fin de son exploitation, EDF Energy vise à optimiser la valeur résiduelle de son parc et à se transformer pour porter la nouvelle activité de déchargement du combustible (financée par le *Nuclear Liabilities Fund* – NLF). L'entreprise s'appuie sur son expertise dans l'exploitation des centrales nucléaires au Royaume-Uni, en continuant à exploiter de façon sûre et fiable le réacteur à eau pressurisée Sizewell B et à tirer parti des capacités et compétences pour soutenir le nouveau nucléaire.

En partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN), EDF entreprend la construction de deux nouvelles tranches nucléaires (d'une capacité totale de 3,2 GW) à Hinkley Point dans le Somerset, reposant sur la technologie EPR. EDF Energy travaille également avec CGN pour poursuivre la préparation du projet de construction d'un EPR similaire de 3,2 GW à Sizewell dans le Suffolk, le gouvernement britannique ayant annoncé en décembre 2020 qu'il allait engager des discussions avec EDF sur le financement du projet (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Division Nouveau Nucléaire »). Un autre projet de nouvelle centrale nucléaire reprenant la technologie chinoise « UK HPR1000 » de CGN est en cours d'élaboration à Bradwell-on-Sea dans l'Essex.

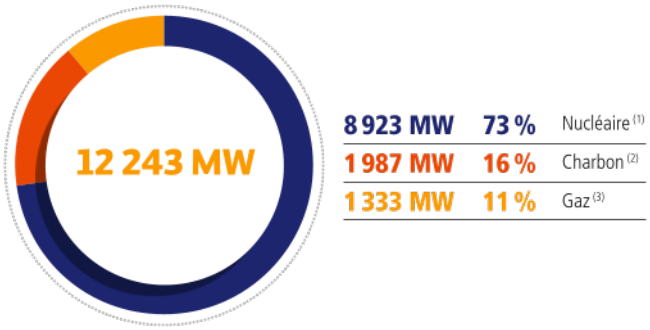
Dans le cadre de sa stratégie, EDF Energy explore également des solutions qui utilisent le fonctionnement d'un réacteur nucléaire afin de produire de l'hydrogène et de la chaleur.

1.4.5.1.2 Les activités d'EDF Energy

Capacité installée et production d'EDF Energy au Royaume-Uni – 2020

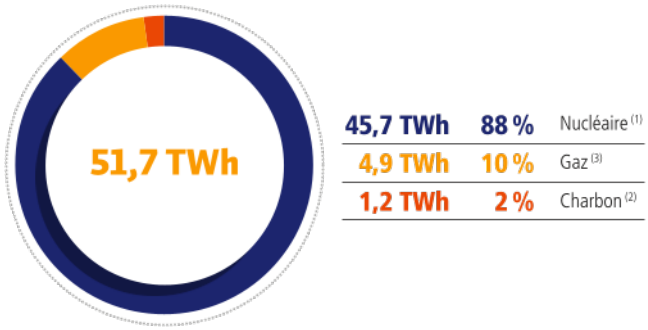
Capacité installée

En MW



Production d'électricité

En TWh



(1) Les chiffres indiqués représentent 100% de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80%/20% entre EDF Energy et Centrica.
(2) La capacité de charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ».
(3) La capacité de gaz inclut 1,35 MW de Barkantine CHP.
NB : les valeurs sont arrondies.

EDF Energy	31/12/2020	31/12/2019
Électricité fournie (1) *(en GWh)*	40 850	44 526
Gaz fourni *(en GWh)*	29 462	28 527
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)* (2)	4 837	5 043
Nombre de salariés (3)	11 717	11 834
Taux global d'accidents déclarés (4)	0,59	1,03

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.
(2) Données à la fin de l'exercice.
(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité.
(4) Taux global d'accidents déclarés : Nombre annuel total d'accidents du travail conduisant à un arrêt de travail, un décès, la nécessité d'un aménagement de poste ou d'un traitement médical (hors premiers soins)/nombre d'heures travaillées × 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants hors EDF Renewables UK et hors projet Hinkley Point C. Le taux de fréquence d'accidents pour Hinkley Point C s'élève à 0,081 à fin décembre 2020.

1.4.5.1.2.1 La réglementation applicable aux installations nucléaires de base au Royaume-Uni

La règlementation suivante est applicable à la fois à la production d'EDF Energy et aux nouvelles constructions au Royaume-Uni.

Rappel réglementaire

Installations nucléaires au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, la loi sur les installations nucléaires de 1965 (« NIA 1965 ») exige qu'EDF Energy détienne une licence de site nucléaire pour chacune de ses centrales nucléaires existantes et pour les centrales en construction et lui impose de se conformer à un certain nombre de conditions de licence. La loi de planification de 2008 (« PA 2008 ») a créé les *Development Consent Orders* (DCOs), qui sont les autorisations requises pour construire une nouvelle centrale nucléaire au Royaume-Uni. Le processus d'obtention d'un DCO comprend la réalisation d'une évaluation d'impact sur l'environnement, la mise en place de mesures d'atténuation des effets sur l'environnement et la tenue d'un certain nombre de consultations publiques.

Office for Nuclear Regulation (ONR)

Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR) et l'Environment Agency (EA)/ Scottish Environment Protection Agency (SEPA) sont responsables de la sûreté, de la sécurité, de la gestion de crise et de la réglementation environnementale qui s'applique aux sites nucléaires britanniques.

L'ONR est chargé de la réglementation et de l'inspection des installations nucléaires. Les lois suivantes sont sous son contrôle :

- la loi de 1974 sur la santé et la sécurité au travail (« HSWA 1974 »), qui définit les responsabilités d'EDF en matière de sécurité des travailleurs et du public sur ses sites ;
- la *Nuclear Installations Act 1965* (« NIA 1965 »), qui exige que les exploitants de centrales nucléaires détiennent une licence de site nucléaire, qu'ils se conforment aux conditions de cette licence et qu'ils détiennent une assurance responsabilité nucléaire ;
- la loi sur l'énergie de 2013 (partie 3) (« EA 2013 ») a conféré à l'ONR le statut d'organisme statutaire. Elle a également confirmé les missions de l'ONR, à savoir la sûreté nucléaire, la santé et la sécurité sur les sites nucléaires, la sécurité des installations nucléaires, la gestion des matières radioactives et leur transport. L'annexe 8 de la loi comprend la description des pouvoirs des inspecteurs de l'ONR ;
- la règlementation sur les rayonnements ionisants de 2017 (« IRR 2017 »), qui est basée sur la directive sur les normes de base de sûreté et qui prévoit la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants ;
- *the Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016* et *The Environmental Authorisations (Scotland) Regulations 2018*. Les réglementations de 2016 fournissent le cadre actuel d'autorisation des substances radioactives. Celles de 2018 fournissent le cadre d'autorisation des activités environnementales et n'incluent actuellement que les activités liées aux substances radioactives. L'EA et SEPA sont les régulateurs respectivement responsables des réglementations de 2016 et 2018.

Lors de l'évaluation des mesures qui peuvent être nécessaires pour réduire les risques des activités conformément à la HSWA 1974, l'ONR exige que les risques soient réduits au niveau le plus raisonnablement praticable.

La sûreté est assurée par toutes les missions de l'ONR et son approche de la réglementation des installations nucléaires. Cela commence par un examen et une évaluation détaillés de la sûreté de la conception et se poursuit tout au long de l'exploitation et du démantèlement des installations.

L'ONR utilise les pouvoirs qui lui sont conférés en vertu de la NIA 1965, de l'EA 2013 et des 36 conditions de licence pour les sites nucléaires comme base de son régime de surveillance et d'application des lois. L'ONR dispose de pouvoirs d'inspection étendus qui lui permettent d'inspecter les installations nucléaires, de demander des documents et de mener des enquêtes.

En vertu de la NIA 1965, l'ONR est autorisé à accorder des licences aux demandeurs et à imposer des conditions de licence qui peuvent être modifiées ou révoquées. En particulier, l'ONR peut interdire certaines opérations nucléaires ou révoquer la licence d'un site nucléaire. Plus communément, l'ONR peut consentir à des actions spécifiques, approuver des dispositions ou exiger des changements/variations des opérations. La sanction maximale pour le non-respect de la législation en matière de sûreté est une amende illimitée ou une peine d'emprisonnement d'une durée maximale de deux ans pour les Directeurs ou les deux.

1.4.5.1.2.2 La production nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires (soit quinze réacteurs) d'une capacité totale de 8,9 GW au Royaume-Uni. Depuis 2009, Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, société détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis à gaz (RAG) ; la huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy. En 2020, comme en 2019, aucun événement de sûreté n'a été enregistré à un niveau supérieur au niveau 1 (anomalie) sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES). Il y a eu un événement de niveau 1.

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires d'EDF Energy. En 2020, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été d'approximativement de 0,021 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2020 a été de 2,6 mSv sachant que la dose maximale légale est de 20 mSv par an.

La durée de vie des centrales

La durée de vie de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique à maintenir le niveau de sûreté requis. Celle-ci est ré-estimée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de tests et d'évaluation de la performance de la centrale. Après chaque arrêt, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'ONR. La période d'exploitation courante entre les arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de dix-huit mois pour Sizewell B.

Par ailleurs, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle plus minutieux et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR), qui doit également être validé par l'ONR afin de pouvoir poursuivre l'exploitation. Le prochain PSR à soumettre à l'ONR est prévu en janvier 2024 pour Sizewell B avec une validation attendue en janvier 2025.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience en matière de sûreté accumulés au fil des ans par EDF Energy, ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG.

Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été prolongées de huit ans en moyenne. Les prolongations les plus récentes ont été annoncées en février 2016. Les durées d'exploitation de Hartlepool et Heysham 1 ont été prolongées de cinq ans, celles de Heysham 2 et Torness de sept ans.

Bien que les travaux permettant l'allongement de la durée de vie de Sizewell B n'aient pas encore été entrepris, EDF Energy estime que la durée d'exploitation de la centrale pourrait être allongée d'environ 20 ans.

Voir également la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » – risque 5A « Parc nucléaire au Royaume-Uni ».

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE ÉLECTRIQUE

Centrales électriques	Puissance [1] *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)*	
Centrales électriques RAG		**2020**	**2019**
Dungeness B	1 090	(0,2)	(0,2)
Hartlepool	1 185	8,5	7,6
Heysham 1	1 060	6,1	6,8
Heysham 2	1 240	8,9	10,3
Hinkley Point B	965	1,8	6,9
Hunterston B	985	2,3	1,0
Torness	1 200	9,9	10,1
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	8,4	8,5
TOTAL	**8 923**	**45,7**	**51,0**
FACTEUR DE CHARGE [3]		**58 %**	**65 %**

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau.
(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts pour rechargement du combustible, les arrêts programmés et les arrêts fortuits.
(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité sur la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc de production nucléaire a produit 45,7 TWh en 2020, 5,3 TWh de moins qu'en 2019 (51,0 TWh). La réduction de la production est en grande partie due :

- aux arrêts prolongés d'Hinkley Point B pour des inspections du graphite et l'établissement d'études de sûreté ;
- à une réduction de 50 % de la production de Sizewell B, entre mai et septembre, à la demande du gestionnaire de réseau (National Grid), en raison d'une demande estivale nettement inférieure à la normale.

Ces baisses sont partiellement compensées par une diminution du nombre d'arrêts programmés en 2020.

Les arrêts réglementaires programmés ont été effectués sur le réacteur 8 de Heysham 2 et sur le réacteur 1 de Heysham 1. Les arrêts réglementaires prévus sur le réacteur 1 de Torness et sur le réacteur 4 d'Hunterston B ont été reportés à 2021 en raison de la crise sanitaire Covid.

Un arrêt réglementaire du réacteur 22 de Dungeness B a débuté au troisième trimestre 2018, complété par un arrêt du réacteur 21 pour des travaux sur les systèmes communs. Ces arrêts ont été prolongés pour faire face à la corrosion des conduites d'eau de refroidissement et à la découverte de fissures dans les conduites de vapeur. Les unités devaient être remises en service en avril/mai 2020. Depuis lors, d'autres problématiques liées aux études de sûreté sont apparues en lien avec l'éventualité d'une inondation en cas de rupture d'un tube d'un générateur de vapeur, et en lien avec un composant de la cuve du réacteur appelé le déflecteur de gaz. Compte tenu de la complexité de ces études de sûreté, la remise en service prévue a été reportée au premier semestre 2021.

Suite à des arrêts prolongés pour des inspections du cœur en graphite et la production des dossiers de sûreté associés, les deux unités de Hunterston B ont été remises en service au cours du second semestre 2020. L'objectif est de faire fonctionner chaque réacteur pendant deux périodes de six mois, sous réserve d'une inspection du graphite et d'une approbation réglementaire supplémentaire entre les deux périodes. En 2020, il a été décidé d'arrêter la production d'Hunterston B au plus tard le 7 janvier 2022.

Les deux réacteurs de Hinkley Point B sont actuellement à l'arrêt, tandis que les travaux relatifs au dossier de sûreté concernant le cœur en graphite se poursuivent. La remise en service est prévue au premier semestre 2021. En 2020, il a été décidé d'arrêter la production d'Hinkley Point B au plus tard le 15 juillet 2022.

DURÉE D'EXPLOITATION* ET DATES DE FERMETURE

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté programmés
Hinkley Point B	RAG	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022	2017
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022	2017
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	45 ans	20 ans	2028	2018
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035	2025

* *Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par la NDA.*

La gestion des déchets radioactifs

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en quatre catégories :

- les déchets de « faible activité » (*Low Level Waste* – LLW), pour lesquels un exutoire existe avec le centre de stockage en subsurface de Drigg en Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (*Intermediate Level Waste* – ILW) pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;
- les déchets de « haute activité » (*High Level Waste* – HLW) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité, si bien que ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage de ces déchets ;
- les déchets de « très haute activité » (*Higher Activity Waste* – HAW) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés dans des exutoires en subsurface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). L'utilisation d'une série de filières de recyclage et d'évacuation des déchets permettra d'exploiter au mieux le centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

Le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par Sellafield limited, une filiale de la NDA) en vue d'y être entreposé sur le long terme.

Le combustible usé de Sizewell B est entreposé sur site, dans une installation d'entreposage à sec dédiée qui a vocation à stocker en toute sécurité le combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage en surface sur le long terme, le combustible REP usé de Sizewell B sera ensuite évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Les accords sur le combustible usé RAG ont été conclus au moment de la restructuration de British Energy et, dans ce cadre, EDF Energy finance leur stockage à long terme (et le retraitement des années précédentes). La stratégie de stockage du combustible de Sizewell B est approuvée par la NDA car elle est financée par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF). Des politiques visant à améliorer et à minimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy, sur la base des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Rappel réglementaire

Gestion des déchets radioactifs au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF est tenue, en vertu de la condition 34 de la licence de site nucléaire, de veiller, autant que raisonnablement praticable, à ce que les matières radioactives et les déchets radioactifs présents sur ses sites soient contrôlés ou confinés de manière adéquate afin qu'ils ne puissent pas fuir ou s'échapper.

L'Agence pour l'environnement réglemente l'évacuation des déchets radioactifs des sites nucléaires autorisés en vertu des *Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*. Ces réglementations couvrent également ce qui était auparavant régi par la prévention et le contrôle de la pollution (*Pollution and Prevention Control*), les autorisations de rejet de la loi sur les ressources en eau, les autorisations d'activités soumises au risque d'inondation et les autorisations en matière de gestion des déchets.

Le Comité pour la gestion des déchets radioactifs (CoRWM) a publié ses recommandations pour la gestion à long terme des déchets de haute activité en 2006. En réponse, le gouvernement britannique a établi que le stockage en couches géologiques profondes est la voie privilégiée pour le stockage des déchets de haute activité en Angleterre. Il a fixé le cadre de la gestion du stockage à long terme par stockage géologique, combiné à un entreposage intermédiaire sûr et sécurisé.

Financement de la gestion des déchets radioactifs et des activités de démantèlement

Rappel réglementaire

Démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumise à la condition 35 de la licence de site nucléaire qui constitue le socle des plans et des programmes détaillés de démantèlement exigés par l'ONR. Toutefois, ses exigences doivent être prises en compte avec d'autres dispositions légales telles que les règlements de 1999 sur les réacteurs nucléaires (évaluation de l'impact environnemental pour le démantèlement) qui exigent une évaluation de l'impact environnemental du démantèlement et des mesures d'atténuation pour réduire l'impact environnemental.

Le démantèlement est généralement effectué par étapes, l'ONR devant donner son approbation formelle avant de passer à l'étape suivante. L'ONR peut exiger que le démantèlement soit commencé ou arrêté à tout moment et doit approuver les plans de démantèlement pour chaque étape du processus.

EDF Energy est partie à une série d'accords (les accords de restructuration) qui définissent la manière dont les coûts de démantèlement et les passifs non contractuels éligibles seront financés par le *Nuclear Liability Fund* (NLF). Ils comprennent une garantie du gouvernement britannique pour les coûts de démantèlement des centrales nucléaires existantes. Le NLF était initialement financé par une contribution du gouvernement britannique et, depuis sa privatisation, par EDF Energy Nuclear Generation Ltd. qui effectue des versements trimestriels au NLF selon les termes d'un accord de contribution. En 2020, le gouvernement britannique a versé une contribution supplémentaire de 5 milliards de livres au NLF.

EDF Energy est en discussions avec le gouvernement britannique pour convenir de modifications et de clarifications des accords de restructuration afin de permettre un recouvrement efficace des coûts éligibles et de préciser, qu'une fois la phase d'évacuation du combustible achevée, les centrales RAG seront transférées à la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) en vue de la phase de déconstruction. Voir également la note 15.2.1 « Cadre réglementaire et contractuel » des annexes aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2020.

Les exploitants potentiels de centrales nucléaires sont tenus de soumettre, dans leur FDP (*Funding Decommisionning Programme*) un plan de démantèlement et de gestion des déchets (« DWMP »). Il détaille les plans chiffrés de l'exploitant pour remplir ses obligations de démantèlement, de gestion et d'évacuation des déchets, et comprend un plan de financement (« FAP »), expliquant comment l'exploitant constituera des provisions financières au titre de ses obligations. Le chapitre 1 de la partie 3 de la loi sur l'énergie de 2008 (« EA 2008 ») énonce les règles régissant le démantèlement et l'assainissement des sites nucléaires, ainsi que des dispositions détaillées sur les FDP. Voir également la note 15.2.3 « Provisions pour déconstruction » des annexes aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2020.

1.4.5.1.2.3 La production thermique et stockage gaz

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Puissance *(en MW)*	Production *(en TWh)* 2020	2019
Cottam	Nottinghamshire	1970	-	Charbon	-	0,0	1,7
West Burton A	Nottinghamshire	1969	4	Charbon et OCGT (1)	1 987	1,2	0,8
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	1 332	4,9	6,2
TOTAL (2)	**ROYAUME-UNI**		**7**		**3 319**	**6,0**	**8,6**

(1) Turbines au gaz à circuit ouvert Open Cycle Gas Turbine.
(2) Les écarts sur les totaux sont dus aux arrondis.

En 2020, la centrale de West Burton A a produit 1,2 TWh d'électricité. La production à partir de charbon est inférieure de 1,2 TWh à celle de l'an dernier principalement du fait de la fermeture de Cottam en septembre 2019.

La centrale de Cottam a fermé le 30 septembre 2019, après plus de 50 ans de service. La décision de fermeture a pris en compte l'évolution des conditions de marché ainsi que la volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité. Actuellement, il est prévu de céder le site à un promoteur tiers. Le calendrier probable de finalisation de l'accord se situe au cours du premier semestre 2021 et reste soumis à l'accord des parties.

La centrale CCGT de West Burton B a généré 4,9 TWh d'électricité en 2020, soit une baisse de 1,3 TWh par rapport à 2019 ce qui représente une bonne performance au regard de la volatilité des marchés, des difficultés auxquelles la centrale a été confrontée sur l'année et des périodes d'arrêts qui y sont liées.

EDF Energy exploite également deux installations de stockage de gaz en milieu de cycle dans le Cheshire. Hill Top Farm a démarré ses activités mi-janvier 2015 avec le lancement commercial de trois cavités. L'exploitation commerciale d'une quatrième cavité a débuté en 2018 et la cavité restante a été mise en service en décembre 2019. En 2020, la décision a été prise de déclasser l'installation de Hole House en raison des conditions difficiles du marché et des besoins importants imminents d'investissements de l'installation. Les travaux de déconstruction devraient commencer début 2021.

Prix du carbone

En tant que plus grand producteur d'électricité à faible teneur en carbone du pays, EDF Energy bénéficie de façon significative de l'augmentation du prix de gros de l'électricité résultant de l'application d'un prix du carbone aux émissions de carbone liées à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les producteurs d'électricité en Grande-Bretagne sont soumis à deux mécanismes de tarification du carbone : le système britannique d'échange de quotas d'émission (UK ETS) et la taxe britannique de soutien du prix du carbone.

Dans son Livre blanc sur l'énergie (*Energy White Paper*) publié en décembre 2020, le gouvernement a confirmé la fin de la participation du Royaume-Uni au SEQE-UE avec la mise en place, à compter du 1er janvier 2021, d'un système britannique d'échange de quotas d'émission (UK ETS), qui fonctionnera avec des règles très similaires à celles du SEQE-UE. Dans leur accord de commerce et de coopération post-Brexit, le Royaume-Uni et l'UE ont convenu de coopérer sur la tarification du carbone et d'envisager de lier les deux systèmes. Toutefois, aucun engagement n'a été pris en ce sens. Si un tel lien est mis en oeuvre, l'ETS britannique est censé proposer le même prix du carbone que le SEQE-UE. Dans le cas contraire, le prix proposé par l'ETS britannique risque d'être plus incertain et volatil.

La taxe de soutien du prix du carbone appliquée aux producteurs d'électricité en Grande-Bretagne est actuellement fixée à 18 £/tonne jusqu'en mars 2022 et la taxe pour 2022/23 devrait être fixée dans le budget de mars 2021.

1.4.5.1.2.4 La Division Clients

	31/12/2020	31/12/2019
Électricité fournie aux clients *(en GWh)*	40 850	44 526
Gaz fourni aux clients *(en GWh)*	29 462	28 527
Nombre de comptes clients particuliers en fin de période (en milliers)	4 837	5 043

La Division Clients est responsable de la fourniture de gaz et d'électricité aux clients résidentiels et professionnels en Grande-Bretagne, ainsi que de l'optimisation sur le marché de gros des actifs liés à production d'EDF Energy et à la clientèle.

EDF Energy vend de l'énergie à deux grands segments de clientèle : les clients particuliers et les entreprises. La taille des clients professionnels varie des grands contrats du service public aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte différentes stratégies de gestion des risques pour ses clients particuliers et professionnels.

En 2020, EDF Energy a pris des mesures importantes pour aider la Grande-Bretagne à atteindre le *Net Zero*, avec des opportunités dans la quasi-totalité des dix points énoncés par le gouvernement britannique pour une reprise verte. La société a acquis une participation majoritaire dans Pod Point, l'un des principaux fournisseurs de points de charge au Royaume-Uni, ce qui lui a permis de prendre une position clé sur ce marché. En 2020, 7 176 produits en lien avec les véhicules électriques ont été vendus.

EDF Energy est l'un des *leaders* britanniques dans le domaine des installations d'efficacité énergétique, au travers du programme d'obligation des entreprises énergétiques (*Energy Company Obligation Scheme* – ECO). Par ailleurs, sur le marché des services (*beyond supply*), l'offre *Heat* d'EDF Energy a été commercialisée et comprend des produits innovants à faible teneur en carbone, ce qui coïncide avec l'initiative *Green Home Grant* du gouvernement britannique. La Division *I&C Flexibility Services* a remporté un nouveau contrat de stockage et d'optimisation par batterie de 50 MW avec le portefeuille de Gresham House. L'équipe a également signé un contrat de 12 ans avec SWGT (*Still Waters Green Technology*) pour une batterie de 30 MW.

EDF reste engagé dans son programme d'installation de compteurs intelligents. Il contribue à la modernisation des infrastructures britanniques permettant l'émergence de concepts tels que les réseaux intelligents et les tarifs en fonction de l'heure de consommation. Ceci contribue à la résilience du réseau alors que le Royaume-Uni s'oriente vers un avenir bas carbone.

Clients particuliers

En 2020, EDF Energy a fourni 11,333 TWh d'électricité et 28,882 TWh de gaz aux clients particuliers. Au 31 décembre 2020, EDF Energy détenait 2,901 millions de comptes clients électricité et 1,936 million de comptes clients gaz. Le taux de résiliation en 2020 (20,1 %) a augmenté par rapport à 2019 (19 %), en raison d'une forte concurrence sur les prix et des résiliations des anciens clients d'iSupply Energy après leur reprise par EDF en mars 2020.

La crise sanitaire a eu un impact considérable sur l'entreprise en 2020. Cela a contribué à l'augmentation des usages domestiques d'environ 1,1 TWh par rapport à l'an dernier, du fait de l'accroissement du temps passé à la maison. Cependant, étant donné le ralentissement économique, cette augmentation des revenus a été plus que compensée par une augmentation des créances irrécouvrables de 39 millions de livres sterling par rapport à 2019 du fait d'une augmentation du nombre de clients dans l'incapacité de régler leurs dettes vis-à-vis d'EDF.

La concurrence

Les dernières données disponibles à fin octobre 2020 montrent que la part de marché des petits et moyens fournisseurs s'élève à environ 19 %, contre 26 % à fin octobre 2019. La part de marché des petits et moyens fournisseurs devrait diminuer de manière significative en 2021, Octopus et Bulb se rapprochant du seuil des 3 millions de comptes ce qui les reclassera en tant que grands fournisseurs aux côtés d'OVO.

Il y a 39 petits et moyens fournisseurs à fin octobre 2020 (à l'exclusion des marques blanches et *Licence Lites*), contre 52 à fin octobre 2019. EDF Energy compte 4,837 millions de comptes à fin décembre 2020, soit une diminution d'environ 200 000 comptes depuis le début de l'année. La part de marché d'EDF Energy a baissé, passant de 9,5 % fin 2019 à 9,3 % fin 2020.

La concurrence sur le marché est alimentée par les fusions en cours et les progrès de la technologie numérique. Au premier trimestre 2020, OVO a acquis les activités de fourniture et de services aux clients résidentiels de SSE et a gagné 6 places devenant ainsi le deuxième plus grand fournisseur sur le marché national. L'objectif d'E.ON est de faire migrer les comptes des particuliers et des PME de Npower sur sa nouvelle plateforme Kraken dénommée « E.ON Next », au cours du premier semestre 2021.

Octopus continue à proposer des licences Kraken à d'autres fournisseurs au Royaume-Uni tels que E.ON / Npower et Good Energy, ainsi qu'à l'international avec Origin Energy en Australie. Bulb et Ovo energy se sont également développés à l'international avec leurs plateformes respectives.

Évolutions réglementaires

Plafond tarifaire par défaut

- L'Ofgem a mis en place un plafonnement des tarifs pour les clients particuliers au 1er janvier 2019 ;
- Le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte de la révision des coûts. Fin 2020, le plafonnement des tarifs pour les particuliers équipés de compteurs à pré-paiement a pris fin mais, pour les clients concernés, un plafond est inclus dans le dispositif général du plafonnement ;
- En août, l'Ofgem a recommandé au gouvernement que le plafond tarifaire par défaut soit maintenu en 2021. En octobre, le gouvernement a annoncé que le dispositif serait maintenu pendant au moins 12 mois supplémentaires jusqu'à fin 2021 ;
- L'Ofgem a confirmé qu'à partir d'avril 2021, le plafond tarifaire prendra en compte les coûts supplémentaires afférents aux créances irrécouvrables encourus par les fournisseurs en raison de la crise sanitaire.

Mesures relatives aux compteurs intelligents

Les fournisseurs d'énergie britanniques sont tenus de prendre « toutes les mesures raisonnables » pour installer des compteurs intelligents pour leurs clients particuliers et les PME avant fin juin 2021.

Le gouvernement a confirmé qu'il y aurait une nouvelle obligation, pour tous les fournisseurs, de continuer à installer des compteurs intelligents pour la période allant de juillet 2021 à juin 2025. Il mène actuellement des consultations sur les objectifs minimaux annuels d'installation que tous les fournisseurs devront atteindre pendant les deux premières années : de juillet 2021 à juin 2022 puis de juillet 2022 à juin 2023. Les objectifs n'entrent pas dans le champ du principe précité de prendre « toutes les mesures raisonnables » pour l'installation des compteurs. Ces objectifs sont ambitieux et il existe un risque réel que les fournisseurs ne les atteignent pas étant donné que les compteurs intelligents restent facultatifs pour les clients. EDF et d'autres fournisseurs collaborent avec le gouvernement britannique pour définir des objectifs futurs permettant un achèvement du déploiement qui concilie rythme d'installation, normes techniques adaptées et expérience clients positive.

EDF Energy s'engage à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui veulent bénéficier de cette nouvelle technologie. En 2020, EDF Energy a installé près de 343 000 compteurs intelligents supplémentaires et, à fin 2020, environ 38 % des clients d'EDF Energy concernés par le déploiement disposent de compteurs intelligents. Au total, 1,9 million de compteurs intelligents ont été installés à ce jour.

EDF a continué à progresser dans le déploiement de son programme « *Smart* » avec l'atteinte de jalons clés en 2020 tels que :

- l'éligibilité de 348 000 clients au comptage intelligent en raison des progrès réalisés dans l'achat de compteurs et des changements de système ;
- le début du déploiement du SMETS2 *Pay As You Go* dans les régions du nord du Royaume-Uni ;
- et enfin la progression de l'enregistrement et de l'adoption des compteurs SMETS1 auprès de la *Data Communications Company*. Plus de 600 000 compteurs SMETS1 à pré-paiement ont été enregistrés et adoptés et fonctionnent en mode "*Smart*".

EDF Energy est en consultation avec l'Ofgem et le BEIS concernant les objectifs futurs et continue à bénéficier du soutien et de l'engagement total de son Conseil d'administration pour garantir qu'il remplit pleinement ses engagements réglementaires.

Réformes des licences de l'Ofgem

- L'Ofgem entreprend une révision progressive des accords d'octroi de licences aux fournisseurs d'énergie afin de s'assurer que les critères appropriés sont respectés par les demandeurs et par les détenteurs de licences, notamment pour minimiser les risques et impacts de futures défaillances des fournisseurs sur les consommateurs et sur les fournisseurs restants ;
- Les réformes proposées comprennent une surveillance réglementaire accrue de tous les fournisseurs afin de garantir une gestion efficace des risques, une gouvernance plus responsable et des mesures de responsabilisation accrues. La décision finale sur un premier ensemble de propositions a été prise fin 2020 avec une date de mise en œuvre au 22 janvier 2021 ;
- Une autre consultation sur des mesures plus prescriptives visant à réduire les coûts et les impacts de la défaillance des fournisseurs est prévue début 2021.

Covid

Afin de soutenir les fournisseurs d'énergie pendant la période de crise, l'Ofgem et le gouvernement ont acté les mesures financières suivantes :

- une obligation pour les entreprises de réseau d'autoriser les fournisseurs éligibles à reporter jusqu'à trois mois le paiement des charges de réseau jusqu'en mars 2021 ;
- des modifications des obligations des fournisseurs d'énergie au titre du contrat pour différence (*contract for difference*) afin de protéger les fournisseurs contre 80 % de l'augmentation des coûts imposés jusqu'à 100 millions de livres sterling ;
- l'introduction d'un plafond sur le recouvrement des frais d'équilibrage du système permettant aux fournisseurs de reporter jusqu'à 100 millions de livres sterling de charges, à répartir sur la période de facturation 2021/2022.

Le gouvernement a généralisé un régime de chômage partiel pour soutenir les salaires des employés, désormais prolongé jusqu'en mars 2021, pour les entreprises impactées par le confinement. Le gouvernement a également autorisé le report au mois de mars 2021 des paiements dus au titre de la TVA entre le 20 mars et le 30 juin 2020, et ce sans intérêt.

Services aux clients particuliers

Pour faire face à la crise sanitaire, EDF a généralisé le télétravail de son service clientèle et a donné la priorité aux services envers les clients vulnérables. Les collaborateurs sur le terrain ont soutenu les initiatives *Force for Good* par le biais de partenariats avec des organisations telles que Boots UK et Avicenna, en effectuant plus de 130 livraisons aux clients vulnérables entre avril et août.

Malgré les grandes difficultés rencontrées par l'ensemble du secteur en matière de facturation, d'endettement et de plaintes des clients, EDF espère obtenir, pour le 4ème trimestre, le score de 4,0 (sur 5) au classement *Citizen Advice* et maintenir un score Trustpilot de 4,3 (sur 5), ce qui équivaut à 4,5 étoiles (sur 5) et à un *rating* « Excellent ».

EDF a continué à fournir à ses clients une gamme de canaux entrants, tout en continuant à améliorer son offre digitale. La pénétration des applications a augmenté de 17 % à 33 % au cours de l'année 2020 et le nombre de messages Whatsapp est passé de 9 000 à 29 000 par semaine sur la même période.

Clients professionnels

En 2020, le segment des clients professionnels a fourni un total de 29,52 TWh d'électricité dont 1,57 TWh à 214 000 petites entreprises (« PME »), et 27,95 TWh à 7 900 clients de taille moyenne et à 54 grandes entreprises commerciales et industrielles (« C&I »). Le marché de l'électricité pour les clients professionnels au Royaume-Uni représente environ 165,6 TWh, faisant d'EDF Energy le deuxième fournisseur d'électricité en volume pour les clients professionnels.

Le secteur a été touché par la réduction de la demande du fait de la Covid et par le risque croissant de faillites d'entreprises compte tenu du ralentissement économique. Une baisse de 3,84 TWh a été observée sur le segment des clients professionnels en 2020 par rapport à 2019, avec une augmentation associée des créances irrécouvrables de 25 millions de livres sterling par rapport à 2019.

En ce qui concerne les PME, la gestion des risques liés à la crise sanitaire a été le principal objectif pendant une grande partie de l'année 2020. Des mesures ont été prises pour évaluer les risques supplémentaires, augmenter les restrictions de crédit et limiter l'expansion dans des secteurs à haut risque afin de protéger la position d'EDF. Malgré cela, le nombre de clients a augmenté d'environ 9 % dans l'électricité et d'environ 62 % dans le gaz cette année.

Au premier trimestre 2020, la consommation des PME a augmenté d'environ 0,95 TWh, dans la lignée de la croissance de 1,1 TWh en 2019. La crise Covid a particulièrement touché les secteurs de l'hôtellerie et des loisirs du fait d'une demande plus faible et d'un niveau d'endettement croissant des clients. Grâce au développement de sa gamme de produits, à la prévision des volumes et au processus de contrôle des crédits, EDF a su s'adapter, après les premières difficultés liées à la Covid, pour soutenir la croissance des entreprises en toute sécurité.

En ce qui concerne les ventes aux grandes entreprises, une approche ciblée a permis l'acquisition de six nouveaux clients en 2020 (soit une augmentation de 90 % par rapport aux années précédentes) dont Peugeot SA et Aggregate Industries. En outre, 31 contrats avec de grandes entreprises ont été renouvelés dont Tesco et le contrat du secteur public TEC.

À l'export, EDF a maintenu sa troisième place en matière de contrats d'achat d'électricité et a légèrement augmenté sa part de marché. EDF a renouvelé le contrat Veolia de 1,3 TWh par an qui intègre des services de trading innovants grâce à la plateforme Powershift. EDF continue de renforcer sa relation avec Tesco en soutenant sa stratégie d'achat bas carbone, en particulier ses achats d'énergie renouvelable par le biais de contrats d'achat d'électricité provenant de nouveaux sites d'énergie renouvelable non subventionnés.

Optimisation des marchés de gros

Principes généraux

Les politiques relatives aux activités d'achats d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur sa marge brute.

Le département Optimisation des marchés de gros a vocation à gérer, de façon centralisée, les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Il assure une interface unique avec les marchés de gros *via* EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, ainsi que des services de négociation et de gestion de contrats structurés adossés à des actifs auprès de tiers tels que la NDA (Nuclear Decommissioning Authority) et Centrica.

Approvisionnement et vente d'électricité

Au sein de la Division Clients, le département Optimisation des marchés de gros est chargé de vendre l'électricité produite par le parc de production. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue séparément à Centrica, actionnaire minoritaire du parc nucléaire actuel, conformément aux accords conclus avec Centrica. Les 80 % restants sont vendus au département Optimisation des marchés de gros aux mêmes conditions de prix que celles prévues dans l'accord avec Centrica, sur la base des prix du marché publiés, lissés sur les prix à terme de l'électricité lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne également au travers de contrats d'achats d'énergie principalement avec des producteurs d'énergie renouvelable et issue de la cogénération. En 2020, ces achats ont représenté environ 7,2 TWh.

La plateforme innovante *Powershift* d'EDF a enregistré ses premiers clients en 2019. Elle propose à ses clients la possibilité d'utiliser le stockage et la production à petite échelle pour rémunérer l'effacement de consommation.

La position nette vendeuse d'EDF Energy sur le marché de gros, pour les volumes livrés en 2020, a été d'environ 4,2 TWh (y compris les ventes structurées). En 2020, EDF Energy a vendu environ 36,2 TWh et a acheté 32 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO_2 sont conclus par EDF Energy pour couvrir les besoins en combustible provenant de ses centrales thermiques ainsi que la fourniture et le stockage de gaz pour ses clients.

Ces achats sont basés sur les prévisions de production des centrales ainsi que sur les objectifs de stocks de combustible. En 2020, 50 % de l'approvisionnement en charbon d'EDF Energy provenait de fournisseurs nationaux et 50 % d'approvisionnements à l'international.

1.4.5.1.2.5 La Division Nouveau Nucléaire

Activité Nouveau Nucléaire

Suite à la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats permettant la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

Parallèlement, des accords ont été signés pour le développement au Royaume-Uni de deux centrales nucléaires, l'une à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C », basé sur la technologie EPR) et l'autre à Bradwell dans l'Essex (projet « Bradwell B », basé sur la technologie UK HPR1000) et pour l'obtention de la certification du design générique pour la technologie UK HPR1000.

La technologie EPR est déjà déployée dans les centrales de Flamanville en France (actuellement en construction et détenue à 100 % par EDF – voir section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») et à Taishan en Chine (en exploitation, voir « EPR de Taishan » dans la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » »).

Hinkley Point C (HPC)

Financement

EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %. EDF a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord préalable.

Mesures prises sur les sites pour faire face à la crise Covid

L'équipe projet a pris de nombreuses mesures pour assurer une sécurité maximale des effectifs sur le site et de la communauté locale, tout en gardant le site opérationnel. Les mesures mises en œuvre ont été continuellement adaptées et renforcées depuis mars 2020 afin d'appliquer les meilleures pratiques et de pouvoir limiter le nombre de contaminations. Ces mesures intègrent notamment la distanciation sociale, le port du masque, le renforcement des mesures d'hygiène, la réduction du risque de contamination, la détection rapide des cas positifs *via* des tests en masse et la rupture de la chaîne de transmission.

Ces mesures ont permis de maintenir le site en activité tout au long de 2020 mais elles ont eu un impact significatif sur le niveau de productivité. L'application des mesures de distanciation sociale a entraîné une réduction des effectifs présents sur le site de plus de 50 % au deuxième trimestre. Les effectifs sont revenus au niveau d'avant la crise à la fin du troisième trimestre puis sont restés stables au quatrième trimestre.

Les mesures de confinement prises début 2021 par le gouvernement britannique n'ont pas conduit à une diminution de la présence des effectifs sur place. Le site continue de prendre toutes les mesures nécessaires pour garantir une sécurité maximale aux travailleurs et à la communauté locale.

Coûts du projet et calendrier

Une revue détaillée du calendrier et des coûts a été finalisée en janvier 2021 afin de mesurer les impacts de la crise sanitaire à ce jour. Cette revue présente les conclusions suivantes [1] :

- le début de production d'électricité par l'unité 1 est à présent prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025, objectif précédent annoncé initialement en 2016 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling 2015 [2]. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF (différent du TRI du projet) est par conséquent réestimé entre 7,1 % et 7,2 % [3] [4] ;
- le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité reste élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TRI pour EDF serait diminué de 0,3 %.

Le management du projet a fixé comme objectif la pose du dôme de l'unité 1 fin 2022.

Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts entre les deux actionnaires en cas de dépassements de budget ou de retard. Compte tenu du niveau prévu des coûts, ce mécanisme est applicable et sera déclenché le moment venu. Le TRI d'EDF communiqué tient compte de ce mécanisme de compensation [3]. Ces accords font partie d'un accord bilatéral d'actionnaires signé entre EDF et CGN en septembre 2016 et sont soumis à une clause de confidentialité (voir la section 2.2.4 « Performance opérationnelle » – facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Avancement du projet

Malgré l'impact de la crise sanitaire, des avancées significatives ont été réalisées en 2020 en priorisant les travaux sur le chemin critique de la construction. En particulier, le projet a atteint 4 objectifs importants fixés pour 2020 :

- l'installation des premières conduites de sûreté dans l'îlot nucléaire de l'unité 1 ;
- l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité 2 (étape J0) dans les délais du calendrier initial de 2016 ;
- la fabrication de la bâche d'alimentation en eau du circuit secondaire de l'unité 1 ;
- la finalisation du design des structures internes du bâtiment réacteur de l'unité 1.

D'autres avancées ont été réalisées sur l'Unité 1, en particulier l'achèvement du tunnel de prise d'eau de 3,5 km et la pose du premier rondeau du liner de confinement dans le bâtiment réacteur.

Sur l'unité 2, des progrès ont également été accomplis. Les travaux de l'unité 2 ont été effectués 12 mois environ après ceux de l'unité 1.

Le bureau d'étude dédié à l'EPR britannique a ouvert en 2020 à Bristol pour accompagner le projet HPC mais aussi le développement du projet Sizewell C (voir ci-après « Sizewell C »).

À fin 2020, les dépenses cumulées pour 100 % du projet s'élèvent à 12,1 milliards de livres sterling (en monnaie courante) [5], hors intérêts intercalaires, soit 11,1 milliards de livres sterling en monnaie 2015. Les intérêts intercalaires s'élèvent à 518 millions d'euros.

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'ONR a été régulièrement informé de la gestion de la crise Covid et des plans d'atténuation mis en œuvre. Le prochain point d'arrêt de l'ONR concernera le début de la phase électromécanique. Par ailleurs, l'accord de l'ONR sera nécessaire pour l'acheminement des premiers composants en provenance de Framatome et l'approvisionnement en combustible sur le site.

Contrat pour Différence (*Contract for Difference – CfD*) [6]

La société de projet HPC, NNB Generation Company (HPC) Limited, et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence qui a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État par la Commission européenne en octobre 2014. La décision de la Commission a fait l'objet d'un contentieux porté par l'Autriche devant le Tribunal de l'Union européenne, lequel a rejeté ce recours par un arrêt du 12 juillet 2018. Le 22 septembre 2020, la Cour de justice de l'Union européenne a rejeté l'appel de l'Autriche et confirmé la décision de la Commission approuvant l'aide du Royaume-Uni en faveur de la centrale nucléaire HPC.

Signé le 29 septembre 2016 à l'instar de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2.

À la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur paiera la différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh ; le prix d'exercice sera réduit à 89,50 $£_{2012}$/MWh si une décision finale d'investissement est prise sur le projet Sizewell C, avec une compensation de Sizewell C à HPC, afin de partager les coûts d'EPR, les premiers du genre au Royaume-Uni, entre les deux projets ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée de paiement est de 35 ans ; en cas de retard de l'unité 1 conduisant à sa mise en service commerciale postérieure au 1er mai 2029 ou de retard de l'unité 2 conduisant à sa mise en service commerciale postérieure au 31 octobre 2029, la durée de paiement de 35 ans correspondante sera réduite de la période de retard excédant la date associée. Par ailleurs tout retard de mise en service commerciale de l'unité 1 de plus de 4 ans après la date limite prévue par le contrat pour l'unité 2 (soit au-delà du 31 octobre 2033, sauf extension de cette date conformément aux termes du contrat) autorise le gouvernement (sans obligation) à mettre fin au contrat. Compte tenu de la crise sanitaire, HPC a formulé une demande d'extension des fenêtres de COD auprès de la LCCC [7] en évoquant la force majeure comme le permet le CfD. L'instruction est en cours ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables. Par ailleurs sont prévus des cas de revue des coûts (à la hausse comme à la baisse selon les hypothèses) les quinzième et vingt-cinquième années, et de révision, à certaines conditions, des coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Program*). Aucune disposition n'est prévue pour se couvrir des risques liés au Brexit mais le projet n'a pas, à ce jour, identifié d'impacts significatifs.

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD, ni de plafond ; en revanche, le contrat comporte des clauses de protection contre le risque de changement de loi et tout risque de réduction de la fourniture d'électricité au réseau de sorte que le projet n'est pas impacté par l'occurrence de ces deux événements.

Le projet HPC est protégé contre la fluctuation des prix de marché de l'électricité pendant la durée du CfD.

(1) Les informations sont fondées sur l'hypothèse d'un retour progressif à des conditions normales de chantier à compter du deuxième trimestre 2021. Voir le communiqué de presse du 27 janvier 2021 « Actualisation du projet Hinkley Point C ».

(2) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling 2015. Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro. Coûts déterminés le 27 janvier 2021 (voir le communiqué de presse « Actualisation du projet Hinkley Point C »), en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume Uni (*OPI for all new work index*).

(3) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 livre sterling = 1,13 euro, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts en place entre les actionnaires du projet. Précédent TRI de 7,6 % à 7,8 % basé sur un taux de change de 1 livre sterling = 1,15 euro.

(4) Au-delà des objectifs de coût et de délai de construction, ce TRI pour EDF intègre d'autres hypothèses structurantes. En particulier, il est sensible aux hypothèses de taux d'inflation et aux hypothèses de prix de l'électricité après la période du CfD : une baisse de l'inflation de 0,1 point réduit le TRI de 0,1 %, une baisse du prix de l'électricité de 10$£_{2015}$/MWh post CfD réduit le TRI de 0,1 %.

(5) Montant calculé aux bornes du projet en cohérence avec les coûts à terminaison du projet.

(6) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

(7) *Low Carbon Contracts Company*.

Principaux risques du projet

Ces risques sont détaillés en section 2.2.4 « Performance opérationnelle – 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris EPR ».

Comme tout projet de cette ampleur, le projet comporte des risques importants en termes de retard et de dépassement du coût à terminaison du projet.

En termes de devises, environ un tiers des coûts du projet est libellé en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre.

En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livres augmente et son TRI baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place au niveau projet afin de limiter l'exposition des dépenses en euros.

Toutefois, au niveau du Groupe, la dévaluation de la livre se traduirait par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe. Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF déploie une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement HPC. Le TRI de l'investissement en euros reste, au-delà de la mise en service, principalement dépendant des variations de la livre et de l'inflation au Royaume-Uni (par rapport à la référence de juillet 2017), les revenus étant exprimés en livres et indexés à l'inflation.

Le projet est exposé aux fluctuations du cours de l'électricité au-delà de la période du CfD. Une variation du prix de l'électricité de 10£$_{2015}$/Mwh a un impact de 0,1 % sur le TRI.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Des contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets (FDP) ont été signés le 29 septembre 2016. La loi exige que les exploitants nucléaires disposent d'un FDP en vertu duquel une société de financement indépendante recouvre les cotisations et gère les fonds ainsi collectés pour payer les frais associés au démantèlement du réacteur nucléaire en fin de production.

La société de financement du démantèlement du réacteur nucléaire (FundCo) a été créée en conformité avec la loi de 2008 sur l'énergie (*Energy Act 2008*), son objectif consistant à assurer les coûts de démantèlement en mettant en œuvre le FDP.

L'objectif global de ce programme est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de démantèlement de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets et de leur évacuation (y compris le stockage définitif), le but étant de se prémunir contre le risque de recours à un financement public.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR (3,2 GW) à Sizewell dans le Suffolk.

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. EDF a prévu de préfinancer le développement à hauteur de sa quote-part d'un budget initial de 458 millions de livres.

La décision finale d'investissement est susceptible d'intervenir mi-2022. En cas de report de la décision, un accord devrait être trouvé sur le financement des surcoûts induits.

Ce projet repose sur l'hypothèse que des investisseurs tiers s'engagent très majoritairement et EDF prévoit, à la date de la décision finale d'investissement, de devenir un actionnaire très minoritaire avec des droits limités correspondants et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation). À ce stade, il n'est pas certain que le Groupe parvienne à cet objectif.

Le modèle de financement envisagé n'a jamais été mis en œuvre pour des projets de cette envergure auparavant, il impliquerait l'une des plus importantes émissions de capital jamais réalisées couplée à un financement de projet sur le marché européen. Il est donc essentiel pour le projet, le gouvernement britannique et les actionnaires actuels d'obtenir le mécanisme de partage des risques approprié et la structure de financement correspondante avant la décision finale d'investissement. La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C et à participer au financement de ce projet au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de la maîtrise opérationnelle du projet Hinkley Point C, de la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté et de l'existence suffisante d'investisseurs et de financeurs intéressés dans le projet. Aucune de ces conditions n'est assurée à ce jour.

La non-obtention du cadre de financement adapté et de la régulation appropriée pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre la décision d'investissement ou à prendre une décision dans des conditions non optimales (voir la section 2.2.4 « Performance opérationnelle » facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Le développement du projet repose sur une stratégie de réplication d'HPC qui vise à diminuer les coûts grâce à une baisse des dépenses de construction associée à une réduction des risques. Le projet Sizewell C s'appuierait ainsi sur la technologie EPR – EDF étant en charge de la réplication du design – et bénéficierait du retour d'expérience de HPC.

Le développement du projet Sizewell C a franchi des étapes importantes en 2020. En juin, les autorités britanniques (*Planning Inspectorate*) ont accepté d'examiner la demande d'autorisation d'aménagement (DCO – *Development Consent Order*) pour la construction de Sizewell C. L'examen devrait démarrer en avril 2021, la décision du Secrétaire d'État étant attendue d'ici avril 2022. Le DCO mentionne un objectif très ambitieux de réduction du coût de construction afin de prendre en compte le fait que Sizewell est la deuxième centrale du genre.

Fin 2020, des annonces majeures ont été faites par le gouvernement britannique afin de définir comment sera réalisé l'objectif de la neutralité carbone en 2050. Le 18 novembre, un plan en 10 points pour une révolution industrielle verte a été publié. Il comprend un engagement à promouvoir le nucléaire comme source d'énergie propre à travers le nucléaire de forte puissance, et le développement de la prochaine génération de petits réacteurs avancés, reconnaissant le rôle important que le nucléaire de forte puissance jouera dans le futur mix énergétique bas carbone du Royaume-Uni. Le gouvernement britannique apportera jusqu'à 385 millions de livres dans un fonds pour le « nucléaire avancé », dont 215 millions de livres seront investis dans le développement d'une technologie britannique de petit réacteur modulaire (SMR). Les 170 millions de livres restants seront dédiés à un programme de recherche et développement sur les réacteurs modulaires avancés (AMR).

S'appuyant sur ce plan, le Livre blanc sur l'énergie (*Energy White Paper*) publié le 14 décembre 2020 expose les mesures que le gouvernement entend adopter au cours de la prochaine décennie, notamment l'ambition de mener au moins un projet de centrale nucléaire de forte puissance avec l'objectif d'une décision finale d'investissement d'ici la fin de la législature actuelle (2024), sous réserve d'un bénéfice financier avéré et du respect des exigences légales, réglementaires et de sécurité nationale du gouvernement.

En parallèle, le gouvernement britannique a déclaré qu'il allait engager des discussions avec EDF sur le financement du projet Sizewell C dans la mesure où il étudie les options pour concrétiser cette ambition. Le gouvernement a également déclaré qu'il continue d'examiner les options de financement pour le nouveau nucléaire, y compris le modèle de financement sur base d'actifs régulés (BAR). En outre, compte tenu de l'ampleur du défi financier, le gouvernement britannique pourrait examiner la possibilité de participer au financement pendant la construction, sous réserve qu'il y ait un bénéfice pour le consommateur et le contribuable.

Certification du design générique UK HPR1000 – Bradwell B

La coopération entre EDF et CGN comprend le processus d'obtention de la certification du modèle de réacteur chinois HPR1000 au Royaume-Uni (UK HPR1000) par l'Autorité de sûreté (Office for Nuclear Regulations – ONR) et l'Agence pour l'environnement (Environment Agency) britanniques par le biais de la validation du design générique (GDA – *Generic Design Assessment*). À cette fin, EDF et CGN ont créé une entreprise commune, General Nuclear Systems Limited (GNS) (33,5 % EDF - 66,5 % CGN). Le pacte d'actionnaires de la joint-venture GNS a été signé le 29 septembre 2016.

La technologie HPR1000 a été développée par CGN avec un projet de référence en construction en Chine (FangChengGang 3-4).

Le GDA est un processus en 4 étapes qui a débuté en janvier 2017, les trois premières étapes ayant déjà été réalisées avec succès. La quatrième étape a démarré en février 2020 pour une date d'achèvement prévue au premier trimestre 2022. Cependant l'Agence pour l'environnement a indiqué à CGN qu'il devrait résoudre au moins six problèmes de sécurité avant de poursuivre le projet, les analyses sont en cours.

En parallèle, EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016 le pacte d'actionnaires de Bradwell B pour développer une centrale nucléaire à Bradwell-on-Sea en utilisant la technologie UK HPR1000. À date, pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, CGN détient une participation de 66,5 % et EDF une participation de 33,5 %.

La crise sanitaire a retardé la réalisation de certains travaux effectués par le projet Bradwell B, notamment les études de site. En conséquence, et compte tenu des incertitudes, Bradwell a annoncé début 2021 réduire ses activités afin de se concentrer sur la réalisation des études techniques et mettre en pause les activités qui ne sont pas prêtes à être developpées.

Dans la mesure où les projets de Sizewell et Bradwell associent EDF à CGN, ils sont susceptibles d'être impactés par l'évolution des relations diplomatiques entre le Royaume-Uni et la Chine (voir section 2.2.4 – risque 4A).

1.4.5.1.3 Brexit

Le Royaume-Uni a voté en faveur de la sortie de l'Union européenne (UE) le 23 juin 2016 (voir également la section 2.2.1 « Réglementation du marché, risques politiques et juridiques ») et a quitté officiellement l'UE le 31 janvier 2020. Il est entré, par la suite, dans une période de transition qui s'est terminée le 31 décembre 2020.

Pendant la période de transition, la plupart des entreprises de l'UE et du Royaume-Uni, y compris EDF Energy, n'ont pas été impactées de manière significative, notamment en ce qui concerne les échanges commerciaux, l'accès à la main-d'œuvre et aux services ou encore la réglementation qui régit les activités commerciales.

Pendant la période de transition, l'UE et le Royaume-Uni ont négocié un accord de libre-échange (*Free Trade Agreement* – FTA) qui a finalement été conclu le 24 décembre 2020. Les négociations, tout au long de 2020, ont été relativement lentes et difficiles, étant bien sûr été entravées par la crise Covid. Celle-ci a eu un impact sur les progrès, l'ampleur et la profondeur de l'accord final dans certains domaines clés, notamment le commerce de l'énergie et la tarification du carbone.

Le FTA établit néanmoins les fondements de la relation entre l'UE et le Royaume-Uni depuis le 1er janvier 2021 avec notamment un accord dédié à la coopération nucléaire (*Nuclear Cooperation Agreement* – NCA) définissant le cadre de la future relation pour le nucléaire civil.

Compte tenu des limites de l'accord de libre-échange sur un certain nombre de sujets importants, il est admis que des travaux complémentaires sont nécessaires. Ils seront engagés en 2021 et au-delà, pour finaliser certains accords et détails importants et établir une relation commerciale plus substantielle et durable.

En raison de l'incertitude pesant sur la conclusion d'un accord avant fin 2020, et du retard dans la conclusion d'un FTA, EDF Energy, en étroite collaboration avec le groupe EDF, s'était préparé un *no-deal* fin 2020. La nature relativement limitée du FTA dans certains domaines clés ainsi que le manque de préparation de certaines entreprises (en particulier les petites et moyennes entreprises) aux nouveaux accords entre l'UE et le Royaume-Uni à compter du 1er janvier (notamment du fait de la crise sanitaire) impliquent que le scénario en place, *a minima* pendant les premiers mois de 2021, puisse être assimilé à un *no-deal*.

Ceci aura probablement des répercussions sur :

- le bon fonctionnement des procédures douanières de l'UE et du Royaume-Uni, créant des difficultés et perturbations pour les parties, qu'elles soient préparées ou non ;
- l'efficacité du fonctionnement de certaines entreprises de l'UE et du Royaume-Uni, impactées de manière directe ou indirecte.

EDF Energy estime que les risques spécifiques à l'activité d'EDF à savoir la vente d'énergie, la tarification du carbone et le nucléaire sont probablement plus faibles et plus faciles à gérer.

Toutes les entités d'EDF sont donc exposées à des risques de perturbation du fait du Brexit au 1er janvier 2021, mais elles y sont préparées. Un effort coordonné, au cours des trois dernières années, a permis aux entités de travailler en étroite collaboration au sein d'EDF Energy, et avec les collaborateurs du groupe EDF le cas échéant, avec le gouvernement britannique et les organisations professionnelles afin de limiter l'exposition aux risques et l'ampleur d'un éventuel impact. L'exercice complet d'évaluation des risques à l'échelle de l'entreprise a permis d'élaborer et de mettre en œuvre un certain nombre de mesures d'atténuation face aux principaux risques. Toutefois, inévitablement, certains problèmes imprévus surgiront. EDF Energy continuera à suivre la situation, à s'adapter et à réagir autant que nécessaire, en assurant la liaison avec le gouvernement britannique et en sollicitant son soutien le cas échéant.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés clés d'EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique.

Le Groupe est présent en Italie principalement *via* sa participation de 97,446 % au capital d'Edison [(1)], acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz, et marque italienne réputée.

En cohérence avec l'objectif stratégique d'Edison de devenir un acteur clé sur le marché italien des énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique, Edison a acheté en 2019 à EDF Renouvelables sa participation de 100 % dans EDF EN Italia Spa (EDF EN Italia) qui détient un portefeuille de 216 MW de parcs éoliens et 77 MW [(2)] d'installations photovoltaïques. La transaction a permis une simplification des activités d'EDF sur le marché Italien, initiée avec l'apport de Fenice à Edison en 2016.

Le groupe EDF est également présent en Italie *via* Citelum (voir 1.4.6.1.2 Citelum).

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

Comme la plupart des systèmes énergétiques européens, le marché italien fait actuellement face à un certain nombre de défis. Grâce à son positionnement et à sa présence intégrée dans la chaîne de valeur du gaz durable et de l'électricité, Edison est bien placé pour saisir les opportunités créées par les changements du marché, tout en poursuivant la recherche d'efficacité et de rentabilité, en cohérence avec les priorités de CAP 2030 et les politiques énergétiques italienne et internationale.

Au cours de l'année 2020, Edison a poursuivi la mise en œuvre de sa stratégie de transformation qui vise à se repositionner comme *leader* responsable dans le contexte de la transition énergétique. La société s'est concentrée sur la rationalisation et l'accroissement de la production renouvelable à faible émission de CO_2, la construction de deux centrales à gaz de dernière génération ainsi que le développement des services énergétiques.

En parallèle, la cession de la majeure partie des activités d'Exploration & Production (E&P) d'hydrocarbures, hors Algérie et Norvège, à Energean et la cession prochaine des activités E&P en Norvège à Sval Energi [(3)] lui permettent de se recentrer sur ses activités stratégiques en cohérence avec les priorités du Plan national pour l'énergie et le climat (*Piano Nazionale Integrato Per l'Energia e il Clima 2030*).

Edison a annoncé mi-février 2021 la finalisation de l'acquisition auprès du Fondi Italiani per le Infrastrutture (F2i) des 70 % qu'elle ne détenait pas encore dans l'activité éolienne de E2i Energie Speciali. Edison va également vendre Infrastrutture Distribuzione Gas à 2i Rete Gas. Les deux accords signés avec F2i et 2i Rete Gas s'inscrivent dans la stratégie d'Edison visant à porter la production d'énergie renouvelable à 40 % du mix de production d'ici 2030, en se désengageant, dans le même temps, des activités non stratégiques [(4)].

Les principaux axes de développement à venir sont les suivants :

- **production d'électricité** : pour optimiser son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie et réduire ses émissions de CO_2, Edison a pour ambition d'augmenter sa production d'énergies renouvelables avec des investissements ciblés dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité. Par ailleurs, elle a pour objectif de valoriser ses actifs de production thermique à haut rendement et faibles émissions de CO_2 en développant de nouvelles centrales à gaz pour compléter les moyens de production renouvelables.

  Dans ce contexte, Edison a poursuivi en 2020 la construction de deux CCGT de nouvelle génération à Marghera Levante et Presenzano, qui bénéficieraient, au regard des dates de mises en service prévues, de la contribution du marché de capacité. Dans le domaine des renouvelables, la société a démarré la construction d'environ 90 MW [(5)] d'installations éoliennes et photovoltaïques et a lancé la réorganisation de ses activités afin de créer une plateforme intégrée sur laquelle baser sa croissance future ;

(1) Quote-part du capital ; 99,474 % quote-part des droits de vote.

(2) Capacité consolidée, 75 MW de capacité nette.

(3) Voir le communiqué de presse d'Edison du 30 décembre 2020.

(4) Voir le communiqué de presse d'Edison du 14 janvier 2021.

(5) 43 MW reconstructions d'installations éoliennes et 45 MW de constructions d'installations photovoltaïques.

- **offre de services** : Edison a pour objectif de renforcer sa position sur le marché italien en faisant preuve d'innovation dans son offre grâce notamment au développement des services énergétiques qui visent le marché final, en particulier les segments des clients résidentiels, industriels, du tertiaire et de l'administration publique. Cette ambition s'appuie sur le positionnement fort de sa marque, sur une offre diversifiée et sur les synergies provenant de sa stratégie de renforcement organique de son portefeuille de clients gaz et électricité sur les segments résidentiel et industriel ;

- **gaz** : Edison est la plateforme gazière du groupe EDF. Grâce aux compétences regroupées, la société assure depuis 2017, *via* un contrat de services avec EDF, la gestion intégrée de tous les actifs et le développement des activités gazières amont d'EDF (notamment approvisionnements gaz et GNL, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage).

  Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading, en charge de l'optimisation des actifs ainsi que des opérations à court terme relatives aux interventions sur le marché de gros continental et au Royaume-Uni.

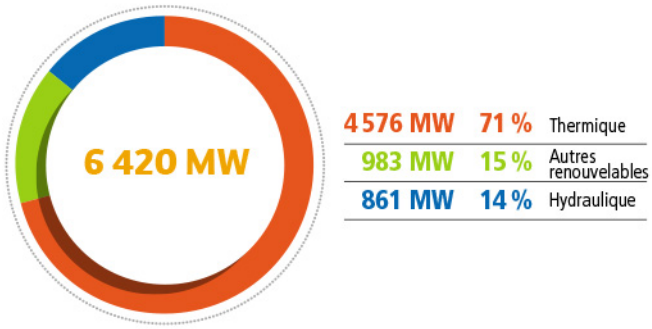
  Au-delà de l'optimisation du portefeuille des activités gazières du Groupe, Edison contribue à la réduction des émissions pour les transports maritimes et routiers grâce au développement d'une chaîne logistique de commercialisation du GNL (*small scale* GNL).

1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité installée et production d'Edison en Italie (1) – 2020

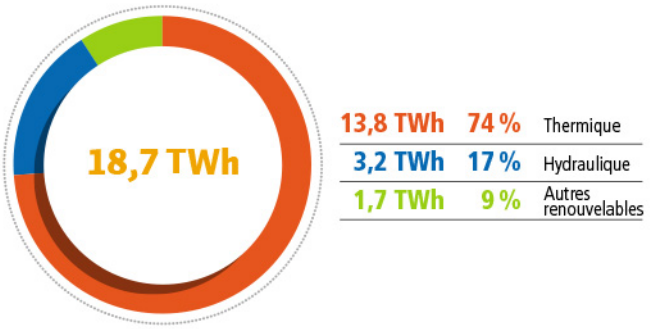
Capacité installée

En MW



Production d'électricité

En TWh



(1) En données consolidées, services d'efficacité énergétique auprès des clients inclus.

NB : les valeurs sont arrondies.

En 2020, les consommations d'électricité et de gaz sur le marché italien ont été affectées par les restrictions imposées par la crise sanitaire, principalement au premier semestre de l'année. La consommation électrique sur le marché italien a été de 302,8 TWh, en baisse par rapport à 2019 (- 5,3 %).

La production nette d'énergie (273,1 TWh (1)) a couvert 90 % de la consommation nationale (88 % en 2019), avec une réduction marquée des importations nettes (- 5,9 TWh, - 15,6 % par rapport à 2019). La production thermoélectrique, qui s'élève en 2020 à 175,4 TWh (- 11,9 TWh par rapport à 2019) a enregistré la plus importante diminution, suivie par la production éolienne (18,5 TWh, - 7,4 % *vs* 2019). Les autres sources d'énergies renouvelables présentent au contraire des performances positives avec le photovoltaïque en augmentation de 9,6 % par rapport à 2019 (25,5 TWh).

Selon les données de production 2019 (2), Edison est le troisième producteur au niveau national, après Enel et Eni. Sa production électrique s'élève en 2020 à 18,8 TWh (3), représentant environ 6,9 % de la production nette italienne d'électricité.

La demande nationale de gaz a été de 70,7 milliards de mètres cubes, en baisse de 4,1 % par rapport à 2019 en raison d'une utilisation moins importante du gaz pour la production électrique (- 5 %). Malgré la forte baisse des mois de mars, avril et mai en raison de l'application de mesures de prévention liées à la Covid appliquées aux secteurs non essentiels, la consommation industrielle a réussi à contenir la baisse avec une réduction d'environ - 5,8 %. La consommation résidentielle s'est réduite d'environ 0,6 milliard de mètres cubes par rapport à 2019, tout en rattrapant, au cours du quatrième trimestre grâce à un climat plus froid, la baisse de consommation enregistrée dans les deux premiers mois de l'année.

Les importations de gaz en Italie ont représenté 93 % de la demande du pays. Edison a réalisé 18,6 % de ces importations, soit 12,3 milliards de mètres cubes.

Fin 2019, le marché de capacité a démarré en Italie avec le lancement de deux enchères avec consigne en 2022 et 2023. Edison a obtenu 2,8 GW de capacité existante sur chacune des années et 1,4 GW de nouvelles capacités qui bénéficieraient d'une contribution fixe de 75 000 euros/MW pendant 15 ans. Grâce à la participation au marché de capacité, les marges d'Edison augmenteront sensiblement et deviendront plus prévisibles.

(1) Hors pompage.

(2) Données publiées par l'ARERA (figure 2.1 page 89 volume 1 rapport ARERA) ; les données 2020 seront disponibles mi-2021.

(3) Voir le détail des données de production consolidées y compris services d'efficacité énergétiques dans le graphique ci-dessus.

Rappel réglementaire

Le nouveau marché de capacités en Italie

Les grandes lignes

Le mécanisme de capacité en Italie a été lancé en 2019 : il a été validé le 14 juin 2019 en tant qu'aide d'état par la Commission européenne (*State Aid* numéro SA.53821) jusqu'à fin 2028 ; ce mécanisme a fait l'objet d'un décret de mise en œuvre du ministre du Développement économique le 28/06/2019. Terna, le Gestionnaire de Réseau de Transport, en a défini les règles après consultation des acteurs, et les premières enchères ont eu lieu en novembre 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023.

Le mécanisme de capacité en Italie est un mécanisme *Market Wide* (qui rémunère toutes les capacités nécessaires au respect des critères de sécurité d'approvisionnement), avec enchères centralisées en *pay as clear*, des zones de prix en cas de congestions potentielles, des limites d'émissions de CO_2. La disponibilité des capacités est incitée notamment par un dispositif de *reliability option* précisé ci-dessous.

La prime fixe

Les capacités retenues sont rémunérées par une prime fixe annuelle exprimée en Euros/MW/an (payée à échéance mensuelle au cours de l'année de livraison). Les prix s'établissent par le croisement entre une courbe de demande établie par Terna, et la courbe des offres proposées par les acteurs lors des enchères.

Un prix plafond des offres soumises par les capacités existantes est fixé dans une fourchette allant de 25 000 €/MW/an à 45 000 €/MW/an (33 000 €/MW/an pour les années de livraison 2022 et 2023).

Un prix plafond pour les nouvelles capacités est fixé dans une fourchette allant de 75 000 €/MW/an à 95 000 €/MW/an (75 000 €/MW/an pour les années de livraison 2022 et 2023).

Les incitations à la disponibilité de capacités

Le dispositif de *reliability option* adopté par l'Italie se caractérise par une « obligation de remboursement » : les capacités retenues doivent payer à Terna la différence entre un prix de référence et un *strike price* prédéterminé, lorsque cette différence est positive, que la capacité soit disponible ou pas à ce moment.

Le prix de référence est fonction du prix de marché *day-ahead* et du prix de *balancing* (ajustement) de la zone de prix où se trouve la capacité. Le *strike price* est fixé au niveau du coût variable horaire standard de la technologie avec les coûts variables les plus élevés (c'est-à-dire la technologie de pointe). La technologie de pointe choisie par l'Autorité pour les années 2022 et 2023 est le OCGT (TAC à gaz) dont le coût variable de production s'élevait à 125 €/MWh en 2017.

Les limites d'émissions de CO_2

Les nouvelles capacités de production et les capacités de production rénovées ne peuvent participer au mécanisme de capacité que si elles n'émettent pas plus de 550 g de CO_2 d'origine fossile par kWh d'électricité. Les capacités de production existantes ne peuvent participer au mécanisme de capacité que si elles n'émettent pas plus de 550 g de CO_2 d'origine fossile par kWh d'électricité. Si cette limite n'est pas respectée, la capacité existante peut participer au mécanisme de capacité si elle s'engage à ne pas émettre plus de 350 kg de CO_2 d'origine fossile en moyenne par kWe installé, pour une année de livraison donnée.

Dans le domaine de la production hydroélectrique, le législateur a approuvé le « décret de simplification » (loi du 11 février 2019, n° 12) en matière de réglementation nationale sur les concessions pour les grandes dérivations hydroélectriques. Les nouvelles dispositions concernant l'attribution et les redevances des concessions devront être mises en œuvre dans des lois régionales spécifiques. À ce jour, seules quelques régions ont approuvé ces lois dont la mise en œuvre nécessite cependant des actes administratifs régionaux (règlements notamment) qui sont en cours.

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

En Italie, la capacité de production installée d'Edison (hors services d'efficacité énergétique) s'élevait au 31 décembre 2020 à 6,3 GW pour une production nette d'électricité de 18,1 TWh sur l'année 2020, en baisse de près de 12,4 % par rapport à 2019.

Le parc de production actuel d'Edison est composé de 89 centrales hydroélectriques, 14 centrales thermiques, 43 parcs éoliens et 64 centrales photovoltaïques. La production d'électricité est issue pour 72,8 % des CCG, pour 17,7 % de l'hydraulique et pour 9,6 % de l'éolien et autres énergies renouvelables.

L'évolution négative de la production d'Edison est essentiellement affectée par la réduction de la production thermoélectrique (13,2 TWh, - 17,1 % par rapport à 2019), due en partie à une contraction de la consommation au niveau national et en partie à l'arrêt de deux centrales au cours des premiers mois de l'année.

En 2020, la production hydroélectrique d'Edison a été stable par rapport à 2019 à 3,2 TWh, grâce à l'exploitation d'environ 0,9 GW d'installations hydrauliques sur le territoire italien, dont environ 70 MW sont issus d'installations « mini hydroélectriques », certaines d'entre elles étant localisées sur les canaux d'irrigations principalement en Piémont et Lombardie.

La production de l'éolien et des autres énergies renouvelables est de 1,7 TWh (+ 10,6 % par rapport à 2019) en 2020 grâce notamment à l'acquisition des centrales d'EDF EN Italia auprès d'EDF Renouvelables en juillet 2019.

Dans le domaine des énergies renouvelables, avec 1 GW de capacité installée, Edison est le deuxième opérateur éolien sur le marché italien après ERG [(1)]. Edison exploite la production éolienne principalement grâce à E2i (Energie Speciali srl) [(2)], qui détient environ 680 MW d'actifs renouvelables (au 31 décembre 2020) et dont la totalité de l'énergie produite est cédée à Edison dans le cadre de la gestion intégrée de son portefeuille de production.

En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, et afin de garantir la flexibilité et la sécurité du système électrique national, Edison a initié en 2019 la construction du premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW). En 2020 la construction d'un projet *greenfield* de 760 MW à Presenzano (en Campanie), utilisant la même technologie, a démarré. Il s'agit de deux installations très flexibles et efficaces (efficacité énergétique de 63 %), à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) et dont la production d'énergie devrait démarrer respectivement en 2022 et 2023. Les deux centrales bénéficieraient de la contribution fixe de 75 000 €/MW pendant 15 ans liée au marché de capacité, avec un impact positif sur la volatilité des marges d'Edison, sous réserve du respect des dates de mises en service.

Le rôle stratégique d'Edison dans la transition énergétique en Italie a été reconnu par la Banque Européenne d'Investissements. En 2020, elle a accordé à Edison deux financements à long terme. L'un de 150 millions d'euros pour soutenir la reconstruction du CCG de nouvelle génération de Marghera Levante et le deuxième de 300 millions d'euros (le premier *Green Framework Loan* en Italie) pour le développement d'un portefeuille de projets dans le domaine de la production renouvelable et des services d'efficacité énergétique.

Sur le plan international, Edison profite d'une présence bien établie en Grèce avec la détention de 50 % de ElpEdison SA qui est l'un des principaux opérateurs d'électricité du pays (les 50 % restants sont détenus par Hellenic Petroleum). ElpEdison dessert 280 000 clients et est propriétaire de deux CCGT : celui de Thessalonique (400 MW) et celui de Thisvi (410 MW) construit par Edison, dont l'électricité est vendue sur le marché des particuliers.

Enfin, à l'étranger Edison détient une participation de 50 % dans la filiale Ibiritermo au Brésil qui exploite un CCG de 226 MW ainsi qu'une participation de 20 % dans la société de production hydroélectrique Kraftwerke en Suisse (626 MW).

(1) Données publiées par l'ANEV (page 11 Brochure ANEV 2020) en considérant les capacités de EDF EN Italia et de E2i.

(2) Société créée en 2014 en partenariat avec le fond F2i qui détient 70 % du capital, les 30 % restants étant détenus indirectement par Edison.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur du gaz

Pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, le groupe EDF bénéficie à travers Edison de compétences sur la chaîne de valeur du gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement en gaz d'Edison s'appuie principalement sur un ensemble de contrats long terme. Il se compose fin 2020 d'environ 12,3 milliards de mètres cubes d'importation *via* gazoduc et GNL provenant de la Libye, du Qatar et de l'Algérie ainsi que de 4,4 milliards de mètres cubes achetés sur le marché, ou produits en Italie, ou à l'étranger, par les activités E&P.

En 2020, les ventes totales de gaz en Italie se sont élevées à 16,6 milliards de mètres cubes (contre 20,0 milliards de mètres cubes en 2019). Edison a livré 5,2 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,1 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 5,7 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison), 3,5 milliards de mètres cubes sur le marché de gros et 0,1 milliard de mètres cubes de ventes de la production à l'étranger.

Avec l'objectif d'accroître sa compétitivité et de renforcer le système d'approvisionnement de gaz en Italie suite au démarrage du gazoduc TAP, Edison devrait commencer en 2021 à importer un milliard de mètres cubes de gaz par an provenant d'Azerbaïdjan *via* un contrat d'une durée de 25 ans. Edison a signé un nouveau contrat d'un milliard de mètres cubes de gaz en provenance de Russie pour 2021.

Le 17 décembre 2020 Edison a annoncé la cession des activités d'exploration-production d'hydrocarbures à Energean, hors Algérie et Norvège. La valeur des actifs cédés s'élève à 284 millions de dollars, ce qui a une incidence positive sur la situation financière nette d'Edison en 2020 d'environ 230 millions de dollars, plus complément de trésorerie nette générée entre le 1er janvier 2019 et la date de conclusion de l'accord de cession. L'accord prévoit un complément de prix ultérieur jusqu'à 100 millions de dollars après le démarrage de la production de gaz du gisement Cassiopéa.

Le 30 décembre 2020 Edison a annoncé la signature de l'accord avec Sval Energi pour la cession de 100 % d'Edison Norge AS qui détient les activités du secteur d'exploration et production d'hydrocarbures situées en Norvège. L'accord est déterminé sur la base d'une valeur d'entreprise de 300 millions de dollars au 1er janvier 2020. L'impact sur la situation financière nette d'Edison est à ce jour estimé sensiblement supérieur à cette valeur.

Les infrastructures gaz

Edison participe au développement des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir la section 1.4.6.2.2.2 « Infrastructures »), à travers la société IGI Poseidon, détenue à 50 % par Edison. IGI Poseidon promeut les trois projets suivants :

- Eastmed, une interconnexion entre la Grèce et la Méditerranée orientale, qui permettra d'avoir un accès direct aux ressources gazières de la Méditerranée Orientale (Israël, Chypre) et les reliera à la Grèce. Le projet est encore en phase de pré-développement ;
- Poseidon, une interconnexion entre la Grèce et l'Italie, qui, en se connectant à Eastmed, permettra de transférer les ressources gazières de la Grèce à l'Italie. Le projet est encore en phase de pré-développement ;
- IGB, un gazoduc appartenant à ICGB, en partenariat à 50 % avec Bulgarian Energy Holding, qui relie la Grèce et la Bulgarie. Le gazoduc, dont l'avancement de la construction dépasse 20 %, aura une longueur de 182 km et une capacité de transport de 3 milliards de mètres cubes par an.

Ces projets figurent parmi les projets d'intérêt commun de la Commission européenne et bénéficient d'aides de l'Union européenne : IGB a reçu 84 millions d'euros pour sa construction et Eastmed bénéficiera d'une contribution à hauteur de 50 % de ses coûts de développement.

Edison détient aussi un droit d'utilisation de 80 % de la capacité du terminal *offshore* de regazéification de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an, destiné à la regazéification du gaz importé du Qatar avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II).

Dans le domaine du GNL, Edison est engagée, depuis 2018, dans le projet *small scale* GNL (transport de GNL par cargaison de petite taille) pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL afin de contribuer à la réduction des émissions pour les transports maritimes et routiers. Pendant la première phase, le projet comprend la réalisation, par la société Depositi Italiani GNL détenue à 30 % par Edison [1], d'un dépôt côtier dans le port de Ravenna dans lequel le GNL sera déposé *via* un petit méthanier dédié. Le dépôt, dont la construction a été achevée à plus de 80 %, aura une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison aura un droit d'utilisation de 85 %) et pourra assurer l'alimentation de 12 000 camions et jusqu'à 48 transbordeurs.

Au mois d'octobre 2020, Edison et Kuwait Petroleum Italia (Q8) ont présenté un projet commun pour la réalisation d'un dépôt côtier dans le port de Naples. Ce projet est encore au stade de pré-développement.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2020, Edison a vendu 30,3 TWh d'électricité en Italie (contre 31,2 TWh en 2019, soit une baisse de 2,6 %), dont 18,1 TWh produits [2] et 12,2 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finals se sont établies à 15,5 TWh, en hausse de 4,3 % par rapport à 2019, grâce à l'augmentation des volumes contractés au cours de la précédente campagne de vente. Cette hausse a été partiellement compensée par une réduction de la consommation, en particulier dans le secteur industriel, du fait de l'entrée en vigueur du confinement lié à la crise sanitaire.

À fin 2020, Edison dessert environ 1,53 million de sites en électricité et en gaz sur les segments des professionnels et des particuliers.

Le développement des activités de commercialisation continue à être une priorité pour Edison, comme activité de base pour soutenir le développement dans les services énergétiques et la production renouvelable. Durant les dernières années la société a renforcé sa plate-forme de services innovants pour les clients résidentiels avec un éventail complet de produits pour la maison : maintenance d'appareils domestiques et assurance habitation (à travers Assistenza Casa, détenue à 100 % par Edison), photovoltaïque résidentiel et services pour la mobilité électrique ainsi que pour la maison (le dernier lancé est « Edison Risolve » avec un service de blanchisserie, nettoyage domestique, conseil pour la rénovation des immeubles, etc.).

Pour renforcer la relation clients, Edison est présent sur le territoire italien avec 613 guichets de vente [3]. De plus, la société a renforcé en 2020 sa position dans les ventes digitales pour faire face aux défis de la crise sanitaire. En parallèle, Edison entend maintenir sa position de *leader* sur le segment des clients du marché d'affaires en développant une approche de conseil en énergie ainsi que des offres innovantes rendues possibles du fait de l'évolution du marché et de la réglementation. Comme pour le segment résidentiel, les clients B2B peuvent bénéficier d'une offre qui associe la production photovoltaïque, les batteries et l'utilisation des véhicules électriques, dans le respect de l'environnement.

L'amélioration du processus de vente et de service au client mené ces dernières années a valu à Edison la troisième place au classement national de « Altroconsumo », une association de consommateurs très populaire en Italie. La satisfaction croissante des clients et le développement d'une offre bas carbone et de services à valeur ajoutée ciblés par segment, devraient permettre de renforcer le lien avec le marché final et d'élargir la base clients.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison est présente sur le marché des services, avec le développement, la vente et la gestion de services énergétiques et environnementaux à travers la Division Marché des Services Énergétiques et Environnementaux.

Les solutions proposées sont dédiées au développement de projets d'efficacité énergétique destinés aux grands clients industriels, tertiaires et administration publique qui sont des secteurs en croissance où la Division vise à consolider sa position. L'offre aux clients est également complétée par une aide au respect des normes environnementales sur leurs sites et par les services environnementaux proposés par la filiale Sersys Ambiente (conseil, assainissement, prélèvement et analyse de matrices environnementales, déchets, nettoyage industriel).

Les modèles d'affaires sont adaptés aux exigences des clients : la Division conçoit, réalise et gère pour le compte de ses clients des actifs tels que des centrales de co- et tri-génération, des installations photovoltaïques, des postes électriques, des centrales thermiques à usage industriel, des centrales de production de froid, des unités de production d'air comprimé, des réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations d'épuration d'eaux industrielles. La gamme des services est complétée par une activité de conseil en matière d'énergie, de gestion de titres environnementaux et de formations interne et externe pour ses clients et partenaires.

(1) Détention à 19 % par Scale Gas Solutions (société contrôlée par Enagas), et à 51 % par Petrolifera Italiana Rumena.

(2) Donnée de production calculée en cohérence avec les critères de consolidation.

(3) Dont seulement une partie mineure est propriété d'Edison.

La Division compte des clients dans les secteurs industriel et tertiaire, les contrats avec le groupe FCA constituant, encore aujourd'hui, une grande partie de l'activité auprès des grands clients. En raison de la crise sanitaire et des mesures imposées pour enrayer sa propagation, FCA a dû suspendre ses activités de production pendant plusieurs semaines et le marché automobile a vu ses ventes chuter pendant plusieurs mois. Des discussions ont par conséquent été engagées afin de trouver des solutions acceptables pour les parties en vue de surmonter les difficultés rencontrées (à ce jour les discussions n'ont pas abouti).

Les projets sont développés sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec les clients. Le modèle financier s'adapte aussi aux exigences du client et peut aller de l'accompagnement du client pour un financement tiers jusqu'à l'investissement direct par Edison dans les projets (modèle Esco).

Sur le segment de l'administration publique, Edison est présente avec Edison Facility Solutions, spécialisée dans l'efficacité énergétique et la fourniture de solutions intégrées de gestion de l'énergie, notamment pour les structures hospitalières dans le nord et le centre de l'Italie. Cette année, en raison de la crise sanitaire, le secteur de la santé publique a été particulièrement impacté avec notamment une réorganisation de ses activités pour faire face à la situation. Cela a eu des répercussions sur la société en termes de retard dans la réalisation et la mise en service de certains projets.

Enfin, les activités d'efficacité énergétique sont assurées à l'international par des filiales en Espagne, en Pologne et au Maroc détenues à 100 % par Fenice.

1.4.5.2.3.5 Activités régulées

Stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage de gaz. Edison exploite par ailleurs trois sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel) : Cellino (depuis 1984), Collalto (depuis 1994) et San Potito & Cotignola (depuis 2013). Le volume opéré par l'ensemble des sites représente un milliard de mètres cubes.

Distribution

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité ainsi que les règles d'accès aux réseaux.

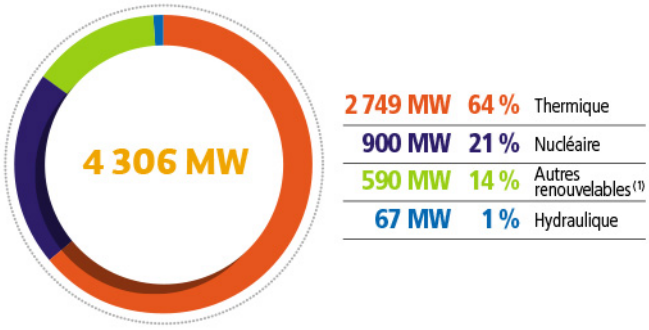
Infrastrutture Distribuzione Gas SpA est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. Afin de se recentrer sur ses activités stratégiques, Edison a annoncé, en janvier 2021, la signature d'un accord avec 2i Rete Gas pour la cession de 100 % de cette société.

1.4.5.3 Autre international

Capacité installée et production « Autre international » - 2020

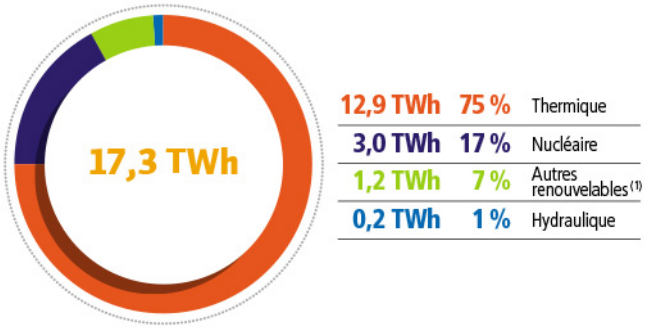
Capacité installée

En MW



Production d'électricité

En TWh



(1) N'inclut pas les données d'EDF Renouvelables, voir section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ».
NB : les valeurs sont arrondies.

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité.

Le groupe EDF est présent en Belgique *via* ses filiales EDF Belgium, Luminus et Citelum.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % en copropriété indivise de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge EDF Belgium détenue à 100 %. La capacité revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF (*via* un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires) qui, à son tour, revend l'électricité à Luminus à un prix de marché.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait initialement la fermeture de Tihange 1 le 1er octobre 2015. Néanmoins, la prolongation jusqu'en 2025 de son exploitation a finalement été décidée, suite à l'adoption en 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge et de la loi de 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire. Cette prolongation a fait l'objet d'une convention conclue le 12 mars 2014 entre Electrabel, EDF et l'État belge définissant ses modalités.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 nécessite des investissements importants, à hauteur d'environ 320 millions d'euros pour la quote-part EDF, étalés entre 2011 et 2021.

Luminus

À fin 2020, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium, le reste du capital étant détenu par des actionnaires publics belges.

Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie, derrière Engie Electrabel, et détient un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché avoisine les 20 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge, avec 2 283 MW installés à fin 2020. La production d'électricité de Luminus à fin 2020 est de 7,6 TWh. La société emploie près de 2 100 collaborateurs.

Dans le cadre du plan stratégique CAP 2030 du Groupe, Luminus a l'ambition de développer son parc éolien et d'accélérer le déploiement de ses services énergétiques afin d'apporter à ses clients des solutions innovantes et durables, tout en poursuivant sa démarche de réduction des coûts et de rationalisation de son parc de production thermique.

Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985), qui ont une durée de vie de 40 ans.

Par ailleurs, Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

Outre les droits de tirage dans le parc nucléaire, Luminus dispose également d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 208 MW.

La centrale TGV de Seraing a rempli son contrat de réserve stratégique pour la période allant de novembre 2017 à fin octobre 2018. Elle est depuis de retour sur le marché.

Luminus est par ailleurs présente dans les énergies renouvelables. La société exploite 7 centrales hydrauliques et est propriétaire à fin 2020 de 70 parcs éoliens *onshore,* totalisant 238 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est *leader* dans l'éolien *onshore* en Belgique et dispose, à fin 2020, d'une puissance installée de 588 MW. En 2020, Luminus a érigé 22 éoliennes pour une capacité totale de 70 MW.

Sous sa marque « Luminus », EDF fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,6 million de clients particuliers et professionnels (en points de livraison) en Belgique. Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active *via* ses filiales Rami Services, Dauvister, Leenen et Insaver en leur proposant principalement des services d'installation et d'entretien de chaudières, des installations photovoltaïques ainsi que des services « Assistance Habitation » en cas de dommages imprévus à la maison. À fin 2020, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services dépasse les 165 000 contrats, entre autres grâce aux ventes *bundle via* le site web de Luminus.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec les sociétés ATS, Vanparijs, Dauvister et Newelec, des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage aux clients industriels. De plus, sa filiale Luminus Solutions (co-détenue à 51 % par Luminus et à 49 % par Dalkia) fournit des services d'efficacité énergétique aux bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements sur la base d'un contrat de performance énergétique.

En 2019 et 2020, Luminus a continué sa stratégie d'expansion dans les services énergétiques en élargissant sa présence sur l'amont de la chaîne de valeur avec l'acquisition du bureau d'études De Klerk engineering et de la société ERVAC (*via* Newelec), spécialisée dans la régulation du chauffage, la ventilation et la climatisation (HVAC). ATS a continué sa croissance organique et non organique dans les domaines existants (acquisition de Censatach, Elektriek, CDL Engineering, Elektrotech VVV et Westelec).

Citelum

En Belgique, les travaux de rénovation LED de l'éclairage du réseau structurant (auto)routier wallon se sont poursuivis. En 2020, plusieurs cas d'usages d'éclairage intelligent ont été mis en place *via* l'installation de différents capteurs de flux, de détection et leur interfaçage au système de télégestion centralisé basé sur MUSE®. Le contrat PPP de 20 ans de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance portant sur 100 000 points lumineux qui avait été attribué au consortium LuWa composé de Citelum (mandataire), Luminus, CFE et DIF en 2019, permettra à son terme, de réaliser 76 % d'économies d'énergies, soit l'équivalent de 166 000 tonnes d'émissions de CO_2 évitées.

Pays-Bas

Le groupe EDF et le groupe PZEM (anciennement Delta) disposent, au travers d'une société commune Sloe Centrale BV (à 50 % chacun), d'une centrale CCG de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009. Grâce à ses performances techniques très élevées, renforcées par de récentes innovations et une renégociation optimisée du contrat de maintenance avec Siemens (LTSA), la centrale de Sloe a été appelée à fonctionner 4 896 heures entre le début d'année et fin septembre 2020. Le facteur de service s'est élevé à près de 70 %, en hausse de plus de 6 points par rapport à la moyenne calculée sur les deux dernières années pour la même période (59,2 % en 2018 et 68,4 % en 2019).

Sloe Centrale BV continue de développer son programme CSR, d'améliorer les conditions de travail de ses salariés, tout en s'inscrivant dans le programme mobilité du Groupe, et d'investiguer de nouvelles solutions technologiques pour diminuer son empreinte carbone restant ainsi un acteur actif de la transition énergétique.

Allemagne

EDF est présent en Allemagne depuis plus de 25 ans. Avec environ 4 200 employés et plus de 100 chercheurs, le groupe EDF a de nombreuses activités en Allemagne, notamment dans les domaines des énergies renouvelables, des services énergétiques et de l'innovation. EDF propose des modèles économiques durables et des solutions énergétiques innovantes en faisant appel à l'expertise et au savoir-faire du groupe EDF et de ses filiales.

EDF soutient et contribue à la transition énergétique allemande, qui s'appuie fortement sur les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, les systèmes énergétiques intelligents et d'autres solutions énergétiques innovantes.

Entités du Groupe présentes en Allemagne

- Filiale à 100 % d'EDF International SAS et basée à Berlin, la filiale EDF Deutschland GmbH est en charge du développement des activités du Groupe en Allemagne. Celle-ci se concentre sur la promotion et le développement des métiers du Groupe, en particulier sur les nouveaux modèles d'affaires de l'énergie et les solutions innovantes accompagnant la transition énergétique allemande (*Energiewende*). EDF Deutschland représente également le Groupe auprès des *leaders* d'opinion politiques et économiques allemands.
- Hynamics, nouvelle filiale du Groupe en charge de proposer une offre d'hydrogène bas carbone performante pour l'industrie et la mobilité, a créé en 2020 sa filiale allemande, Hynamics Deutschland GmbH. Celle-ci participe, au sein d'un consortium réunissant dix partenaires, au projet « Reallabor Westküste 100 ». Il consiste à créer un écosystème industriel régional dans le Nord de l'Allemagne autour de la production d'hydrogène à partir d'énergie renouvelable, notamment grâce à l'installation d'un électrolyseur d'une puissance de 30 MW pour la raffinerie de Heide [(1)]. Les partenaires étudient la possibilité d'installer des capacités additionnelles d'électrolyseurs dans cette région d'ici 5 ans, en visant notamment le seuil symbolique des 700 MW.
- EDF Renouvelables détient, en intégrant les capacités installées de Futuren dans ce pays, 187 MW bruts installés d'éolien au 31 décembre 2020 et exploite 400 MW de capacité éolienne onshore.
- EDF propose, avec EDF Distributed Solutions, une offre de stockage pour les industriels, déployée uniquement en Allemagne et basée sur le modèle de *peak-shaving*. Cette filiale d'EDF Renouvelables détient et exploite 400 kW de système de stockage d'électricité répartis sur deux sites industriels.
- Le groupe EDF détient 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales (voir la section 1.4.6.1.4 « Les autres activités de service du groupe EDF »).
- La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière), qui est, avec 3 400 collaborateurs, le 2e plus important site d'ingénierie de l'entreprise dans le monde. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment le contrôle-commande). Le site collabore également aux projets de construction de réacteurs EPR en France, Finlande, Chine et Grande-Bretagne. Framatome est également présent dans les nouveaux business en Allemagne (stockage d'électricité et hydrogène). La filiale de Framatome Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF) produit des assemblages de combustible destinés aux REP (Réacteurs à Eau Pressurisée) et aux REB (Réacteurs à Eau Bouillante) pour les marchés allemands et de l'Europe de l'Ouest. Ses deux sites de Lingen (siège d'ANF) et de Karlstein emploient 430 collaborateurs.
- Metroscope est également présent en Allemagne qui est au cœur de sa stratégie de développement. Cette filiale d'EDF Pulse Croissance développe une intelligence artificielle pour la maintenance en exploitation des actifs industriels. Depuis Berlin, Metroscope cherche à améliorer les performances des centrales de production électrique allemandes.
- Urbanomy a déployé depuis juillet 2020 des ressources spécifiques pour son développement en Allemagne depuis les locaux d'EDF Deutschland GmbH à Berlin. Urbanomy propose une offre de conseil en *urban & energy planning* accompagnée d'outils de visualisation et de décision.
- EDF Trading est actif sur les marchés des commodités en Allemagne, notamment sur le marché intraday et celui du gaz.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 5 août 2020 « Feu vert pour l'hydrogène vert. Le ministère fédéral de l'Économie allemand approuve le financement du projet Westküste100 ».

- EIFER, institut de recherche qui dépend de la R&D d'EDF, est basé à Karlsruhe et compte plus de 110 collaborateurs. Il axe ses travaux sur l'optimisation des ressources énergétiques et la production décentralisée (intégration des énergies renouvelables), l'énergie dans les villes et territoires, ainsi que sur l'économie de l'énergie et de l'environnement (électromobilité, *Power-to-Gas*, *smart cities*). Cet institut est détenu à 50 % par EDF et à 50 % par Karlsruher Institut für Energie (KIT).

Participations

- EDF Deutschland détient une participation de 33,3 % dans HYPION GmbH, société d'origination et de développement de projets liés à l'hydrogène dans le nord de l'Allemagne.
- EDF Deutschland détient une participation de 18,94 % dans Ubitricity. Cette *start-up* berlinoise propose une solution de recharge sur candélabre des véhicules électriques.
- Electranova Capital détient une participation de 13,4 % dans Sunfire, société basée à Dresde qui développe des électrolyseurs haute température (*Power-to-Gas* et *Power-to-Liquids*).
- EDF Pulse Croissance détient une participation de 14,14 % dans la société McPhy, fabricant et intégrateur d'équipements de stockage d'énergie basés sur l'hydrogène.
- Le Groupe détient 50 % de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau située à Iffezheim sur le Rhin (148 MW, 5 turbines). Cette centrale a bénéficié d'une extension en 2013.
- Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel (Basse-Saxe). Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW (voir la section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers »). *Via* sa filiale EDF Gas Deutschland, EDF détient également une participation de 16 % dans le gazoduc BEP (Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft).

1.4.5.3.2 Europe centrale et orientale

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, *via* la filiale Dalkia Rus de Dalkia (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia ») et au travers de son bureau de représentation EDF Russia, basé à Moscou et rattaché à la Direction Internationale, en charge de la promotion et du développement des métiers du Groupe et de nouvelles activités dans le cadre de la transition énergétique en Russie et dans les CEI.

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2020, EDF International SAS détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, société propriétaire d'une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné), aux côtés d'Endesa Generación (40,99 %), Iberdrola Generación (12,0 %) et EDP (8,54 %). La rentabilité de la centrale n'étant plus assurée, elle a été déconnectée du réseau en 2016 et un processus de démantèlement a été mis en place. Le groupe papetier Ence a signé en 2017 un contrat avec Elcogas pour le rachat de terrains et de certaines installations. L'Assemblée générale des actionnaires d'Elcogas a pris la décision le 13 mai 2019 de dissoudre la société et de la mettre en liquidation.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale de Fenice, EDF Fenice Ibérica (voir la section 1.4.5.2 « Italie ») et de Citelum (voir la section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading »).

Framatome Spain est également présent sur ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance avec les sociétés propriétaires des réacteurs nucléaires.

EDF Invest détient, depuis 2015, une part minoritaire de Madrileña Red de Gas, opérateur du principal réseau de distribution de gaz dans la région de Madrid.

EDF est également présente au travers de son bureau de représentation EDF Peninsula Iberica, basé à Madrid et rattaché à la Direction Internationale, en charge de la promotion et du développement des métiers du Groupe et de nouvelles activités dans le cadre de la transition énergétique en Espagne et au Portugal.

1.4.5.3.4 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

Il dispose de plus de 9,51 GW bruts de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 40,5 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- les investissements dans le domaine de la production nucléaire, *via* sa participation de 49,99 % dans CENG (« Constellation Energy Nuclear Group »), la société détenue en partenariat avec la société Exelon (premier opérateur nucléaire américain), dans trois centrales nucléaires. CENG détient une capacité installée de 4 GW (soit 2 GW au prorata de la participation du groupe EDF). Exelon est l'exploitant agréé de ces trois sites ;
- les énergies renouvelables avec 7,1 GW bruts de capacité installée ou en construction, principalement localisées aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renouvelables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale détenue à 100 % par EDF Renewables North America) gère en Amérique du Nord près de 12,9 GW *via* des contrats d'exploitation et maintenance pour son compte ou pour le compte de tiers ;
- le trading, par le biais d'EDF Trading North America, sur l'ensemble de la chaîne de valeur des marchés nord-américains du gaz et de l'électricité, ainsi que la fourniture de produits de gestion de l'énergie aux États-Unis et au Canada par le biais d'EDF Energy Services (filiale détenue à 100 % par EDF Trading North America) ;
- les services énergétiques, la gestion locale de l'énergie et l'efficacité énergétique ainsi que l'éclairage public, gérés par Dalkia et ses filiales Dalkia Energy Solutions (anciennement Groom Energy Solutions) et Aegis Energy Services ;
- la R&D et l'innovation dans le cadre d'EDF Innovation Lab.

1.4.5.3.4.1 Activités nucléaires aux États-Unis

Production nucléaire : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. EDF et Exelon ont signé un accord en 2014 pour transférer les licences d'exploitation des centrales de CENG à Exelon, aux termes duquel Exelon gère les activités opérationnelles des trois sites nucléaires CENG (5 réacteurs).

Dans le cadre de cet accord, CENG a versé à EDF 400 millions de dollars de dividendes exceptionnels et EDF a obtenu une option de vente de ses actions CENG à Exelon exerçable entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le 20 novembre 2019, EDF a notifié l'exercice de cette option à Exelon [(1)]. Le prix de cession des actions résultera de la détermination de leur juste valeur conformément aux stipulations contractuelles de l'option de vente. La réalisation de la transaction est conditionnée à l'obtention de l'autorisation réglementaire de la *New York Public Service Commission* (NYPSC). La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) a approuvé la transaction le 30 juillet 2020.

La gouvernance de CENG est assurée par un Conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF et cinq autres, dont le Président, par Exelon.

Activités du parc nucléaire de CENG

L'activité nucléaire de CENG s'exerce sous le contrôle réglementaire de l'autorité américaine de sûreté nucléaire, la NRC.

CENG exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité pour une capacité totale de 4 272 MW. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, des unités 1 et 2 de Nine Mile Point et de RE Ginna est de 60 ans.

(1) Voir communiqué de presse d'EDF du 20 novembre 2019 « EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG ».

Réacteurs	Capacité *(en MW)*	% de détention	Capacité détenue en propre *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)* 2020	2019
Calvert Cliffs 1	908	100	908	7,37	7,91
Calvert Cliffs 2	881	100	881	7,71	7,10
Nine Mile Point 1	620	100	620	5,47	4,57
Nine Mile Point 2 [1]	1 287	82	1 056	8,34	9,16
RE Ginna	576	100	576	4,33	4,99
TOTAL	**4 272**		**4 041**	**33,22**	**33,74**

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 1 056 MW de la capacité totale de 1 287 MW de l'unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (LIPA). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2.

(2) Ces valeurs correspondent à l'expression à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Les principaux concurrents de CENG sur ce marché sont Entergy, AEP, Exelon, Dynergy et NRG.

Réglementation de l'État de New York

Le 1er août 2016, la New York Public Service Commission (NYPSC) a publié une ordonnance établissant une nouvelle régulation, le Clean Energy Standard (CES). L'un des aspects comprend un programme de certificats zéro-émission (ZEC : *Zero Emission Credit*) visant à préserver les caractéristiques environnementales des installations nucléaires à émissions nulles qui remplissent les critères de nécessité publique tels que définis par la NY PSC, et rendant éligibles les installations nucléaires de Ginna et de Nine Mile Point de CENG.

Des groupes environnementaux ont déposé une requête visant à invalider le programme ZEC auprès du Tribunal de l'Etat de New York le 30 novembre 2016 (amendée le 13 janvier 2017). Cette requête soutient que la NYPSC n'avait pas la compétence pour établir ce programme et qu'elle a ainsi violé la loi environnementale de l'État et certaines dispositions techniques de la loi de l'État de New York sur les procédures administratives, lors de l'adoption dudit programme. Le 22 janvier 2018, le Tribunal a rejeté les revendications environnementales et la majorité des requêtes des plaignants, mais a refusé de rejeter les requêtes en irrecevabilité et réclamations de cinq plaignants, sans faire de commentaires sur le fond de l'affaire.

Le 8 octobre 2019, la Cour suprême de New York a rendu une décision rejetant toutes les demandes restantes. Le 4 novembre 2019, les demandeurs ont déposé un recours dont la date limite de dépôt était initialement le 4 mai 2020. En raison des restrictions liées à la Covid-19, le tribunal a prolongé le délai jusqu'au 29 juillet 2020. Les demandeurs n'ayant pas déposé de recours avant cette date limite, l'affaire est donc réputée rejetée. Les demandeurs bénéficient d'un délai d'un an à compter du 29 juillet 2020 pour déposer une requête en annulation du rejet s'ils peuvent faire valoir un motif valable de retard.

1.4.5.3.4.2 Autres activités en Amérique du Nord

Voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».

Voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ».

Voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia ».

En matière de recherche et développement : voir la section 1.5.1.4 « Les partenariats d'EDF R&D ».

Citelum, filiale d'EDF dans le domaine de l'éclairage public urbain et d'autres éclairages publics a entamé la liquidation et la dissolution de ses activités aux États-Unis. Dans le cadre de ce processus, Citelum a transféré à Dalkia Energy Solutions, avec effet au 6 août 2020, les actifs de son activité à Albuquerque au Nouveau-Mexique.

Au service du secteur de l'énergie nucléaire aux États-Unis depuis les années 1950, Framatome bénéficie d'une large présence sur ce marché, en lien avec l'alimentation électrique de quelque 36 millions de foyers américains. Sa mission consiste à assurer la maintenance et la modernisation du parc nucléaire américain en exploitation, à lui fournir le combustible nécessaire et à soutenir la construction éventuelle de nouvelles centrales (voir aussi la section 1.4.1.1.4 « Les activités liées à la production nucléaire : Framatome »).

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien et chilien, et élargit ses ambitions à certains pays de la zone dans lesquels il prospecte les opportunités de développement.

1.4.5.3.5.1 Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense SA (EDF NF). EDF NF a construit et exploite, depuis fin 2004, la centrale à Cycle Combiné Gaz de Norte Fluminense, d'une capacité installée de 826 MW, située dans la région de Macaé dans l'Etat de Rio de Janeiro. Un contrat d'achat d'énergie (PPA) portant sur 725 MW sur 20 ans est conclu avec Light, la société de distribution de la ville de Rio de Janeiro. EDF NF fournit l'équivalent de près de 25 % (2,5 millions de clients) de l'électricité consommée dans l'agglomération de Rio de Janeiro. La production de la centrale en 2020 est de 4,9 TWh, soit une diminution de 17 % par rapport à fin 2019. Lorsque les conditions du marché et du réseau d'électricité brésilien le permettent, le solde de la production est vendu sur le marché spot.

Par ailleurs, le 11 décembre 2014, EDF a acquis, par l'intermédiaire de sa filiale EDF Norte Fluminense, une participation de 51 % dans Sinop Energia, chargé de la construction, de la maintenance et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Sinop, d'une capacité installée de 402 MW et fournissant l'équivalent de 50 % de l'électricité de l'État du Mato Grosso (1,6 million de clients). La mise en service commerciale a été autorisée par l'ANEEL (l'agence de régulation du Brésil) le 17 septembre 2019 pour la première turbine et le 18 octobre 2019 pour la seconde.

Il a été constaté depuis la mise en eau du réservoir plusieurs événements de mortalité piscicole à l'aval de l'aménagement. Ils ont fait l'objet d'études approfondies par deux groupes d'experts indépendants en France et au Brésil qui ont, entre autres, conclu que (i) la qualité d'eau dans le réservoir n'est pas en cause, (ii) que ce phénomène ne se produit pas en fonctionnement normal de l'usine mais est lié pour l'essentiel à l'utilisation des évacuateurs de crue qui génèrent notamment des phénomènes de sursaturation gazeuse. Ce phénomène est rare mais survient sur d'autres sites dans le monde, y compris au Brésil. Les groupes d'experts ont fait plusieurs recommandations qui sont en cours d'implémentation comme par exemple les modalités d'exploitation des évacuateurs et la mise en place de dispositifs éloignant les poissons des évacuateurs et autres zones à risque.

Au premier trimestre 2018, EDF NF a remporté l'appel d'offres concernant l'exploitation et la maintenance de la centrale de Sinop Energia. Ces activités d'exploitation et de maintenance seront réalisées à distance depuis Macaé (à 2 500 km de Sinop), à partir de fin 2021, grâce aux technologies innovantes mises en œuvre par EDF NF.

Conformément au plan stratégique CAP 2030, la filiale EDF Renouvelables accélère son développement en Amérique latine et notamment au Brésil, où elle possède un portefeuille de :

- 398,5 MW d'énergie solaire grâce à la centrale de Pirapora (l'une des plus grandes centrales solaires d'Amérique du Sud située dans l'État de Minas Gerais) ;
- 329 MW d'énergie éolienne en exploitation et 379 MW en cours de construction dans l'État de Bahia ;

EDF est également présent au Brésil à travers de :

- Edison dont la filiale, détenue à 50 %, Ibiritermo exploite un CCG de 226 MW dans l'État de Minas Gerais ;
- et Citelum, entreprise de référence spécialisée dans l'éclairage public urbain ainsi que l'offre et la gestion de services publics connectés. En 2020, Citelum au Brésil a renouvelé ses contrats à Imperatriz, Salvador de Bahia et Macapá et a remporté les marchés de rénovation LED de l'éclairage des villes de Marilia et Jandira.

1.4.5.3.5.2 Chili

Depuis 2013, EDF contribuait à développer conjointement avec son partenaire chilien Andes Mining & Energy (AME) un projet *gas to power* combinant la conception, construction et exploitation d'une centrale électrique de type CCG d'une capacité d'environ 600 MW, ainsi qu'une infrastructure de stockage et de regazéification de GNL en mer de type *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU). *Via* la filiale EDF Chile créée en 2014 à cet effet, le Groupe est actionnaire à hauteur de 50 % dans deux sociétés projets (GNL Penco et Central El Campesino, cette dernière a été renommée GM Holdings), aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont AME est l'actionnaire de contrôle.

Néanmoins, le projet ayant subi un contretemps du fait de la décision de la Cour suprême du 30 janvier 2017 relative à l'annulation du permis du terminal de regazéification Penco Lirquen, différentes actions ont été engagées afin de poursuivre le développement du Groupe dans la production électrique au Chili. Parmi ces actions, la relance du processus d'obtention du permis a été initiée puis obtenue en novembre 2019.

Par ailleurs, Central El Campesino (GM Holdings à présent) a acquis en mai 2018 la société ESSA, propriétaire d'un actif de production thermique de 750 MW.

Enfin, le Groupe travaille également sur la phase de pré-développement des actifs de production d'électricité, notamment de source photovoltaïque et hydraulique.

La filiale EDF Renouvelables est également présente au Chili *via* la centrale solaire de Boléro (146 MWc) située dans le désert d'Atacama, la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenue à parité avec AME et inaugurée en janvier 2018, ainsi que le parc éolien Cabo Leones 1 de 115 MW qui a été connecté au réseau en juin 2018 et qui a fait l'objet d'une extension de 60 MW.

Enfin, Citelum, filiale à 100 % du groupe EDF, est également présente dans ce pays sur le marché de l'éclairage public (voir la section 1.4.6.1.2 « Citelum »). En 2020, Citelum a notamment installé 572 luminaires à énergie solaire à *Estación Central* (province de Santiago) afin de permettre à la ville de réaliser de substantielles économies d'énergie et de réduire fortement ses émissions de CO_2. Cette nouvelle génération d'éclairage pourra aussi être programmée pour moduler l'intensité lumineuse selon les horaires et la fréquentation des lieux.

1.4.5.3.5.3 Pérou

Depuis 2018, le Groupe est présent au Pérou *via* sa filiale EDF Peru SAC qui prospecte les opportunités de développement et travaille sur la phase de pré-développement des actifs de production d'électricité.

1.4.5.3.6 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement. La présence dans les secteurs de la production électrique, des réseaux et des services constitue un enjeu industriel pour le Groupe. Dans le nucléaire, en complément de l'EPR de Taishan, les nouveaux projets doivent apporter au Groupe l'accès à des innovations technologiques et lui permettre de valoriser son savoir-faire industriel.

Son objectif est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale autour du programme nucléaire mondial, de l'équipement de pays émergents et de la perspective du renouvellement du parc français.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis plus de 35 ans en Chine, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité avec environ 3 600 MW de capacités installées nettes [1] notamment à travers des participations dans la centrale EPR de Taishan, les fermes éoliennes en mer de Dongtai IV et V et des centrales thermiques au charbon. La part de l'électricité sans CO_2 produite par EDF en Chine est de 48 % en 2020, soit supérieure à la moyenne nationale chinoise. Le Groupe développe des partenariats avec de grands électriciens chinois, lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et d'ingénierie.

La crise de la Covid a eu un impact négatif sur la demande d'électricité en Chine au premier semestre 2020 qui se traduit par une baisse de revenu pour les actifs de production. Ce phénomène n'a été que partiellement compensé par la forte reprise du marché constatée au second semestre. L'épidémie a également impacté le développement de certains projets en raison des restrictions de déplacement en Chine et à l'international.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et les EPR Taishan

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun mis en service en 2002 et 2003) puis phase II (deux réacteurs supplémentaires de 1 000 MW mis en service en 2010 et 2011), EDF apporte aujourd'hui une assistance au groupe CGN pour l'exploitation de l'ensemble de son parc nucléaire. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leur mise en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine et témoignent de la coopération France-Chine.

Désormais investisseur, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd., qui a pour objet de financer, construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan (1 750 MW chacun) dans la province du Guangdong. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise, le succès du projet reposant sur la complémentarité des compétences des groupes EDF, dont Framatome, et CGN.

La mise en service commerciale de la tranche 1 a eu lieu le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 le 7 septembre 2019.

Voir aussi les sections 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » » et 2.2.4 « Performance opérationnelle » – facteur de risque 4A « maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

Accords de partenariat

EDF développe des coopérations avec les acteurs clés du nucléaire chinois, notamment ses pairs CGN et CNNC, et en fait bénéficier les métiers du Groupe. L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007 et complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'ingénierie et les fournisseurs, la R&D et l'exploitation-maintenance. Le partenariat avec CGN a permis d'engager des discussions sur sa participation à des projets nucléaires communs en Grande-Bretagne, qui ont abouti à la signature par EDF et CGN des contrats définitifs pour la centrale d'Hinkley Point C le 29 septembre 2016. Un accord portant sur le développement de la technologie UK Hualong a également été signé à cette occasion.

Le groupe EDF a mis en place une structure basée à Pékin et à Shenzhen (*front office* pour le Groupe des métiers du nucléaire en Chine), dont les objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française et en se plaçant en appui aux projets du Groupe, en partenariat avec la filière nucléaire chinoise. Les experts de cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire du Groupe. Ils constituent aussi une source d'échanges techniques au profit des métiers nucléaires du Groupe. EDF préside également l'association Partenariat France Chine Électricité (PFCE) constituée de fournisseurs qualifiés d'EDF cherchant à se développer en Chine.

Le Groupe a aussi conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC), étendu en mars 2014 et renouvelé en 2019, visant à développer une coopération approfondie et globale. Enfin, dans le cadre de la déclaration gouvernementale franco-chinoise de juin 2015, des accords tripartites (EDF et AREVA-Framatome avec CGN et CNNC) ont été signés en 2015, prévoyant notamment la participation des industriels chinois aux projets nucléaires en Grande-Bretagne ainsi qu'un partenariat sur le développement de réacteurs de moyenne et grande puissance.

En complément, un accord entre AFCEN [2] et NEA (National Energy Administration) couvrant la coopération dans le domaine des codes et standards a été signé en novembre 2017. Son objectif est de promouvoir la reconnaissance mutuelle des systèmes de codes et standards nucléaires, et de constituer un socle de coopération entre les filières française et chinoise pour exploiter ensemble le marché nucléaire international.

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

(2) Association française pour les règles de conception, de construction et de surveillance en exploitation des matériels des chaudières électro-nucléaires.

Le plan d'actions pour les relations franco-chinoises endossé par les Présidents français et chinois en novembre 2019 salue la coopération entre les industriels français et chinois sur l'EPR, notamment à Taishan, appelle à la poursuite des coopérations en Chine et sur les marchés tiers, ainsi qu'à la poursuite du travail conjoint sur les projets britanniques (Hinkley Point C, Sizewell, Bradwell B). Voir la section 1.4.5.1.2.5 « La Division Nouveau Nucléaire » dans 1.4.5.1 « Royaume-Uni ».

Framatome

Présent en Chine depuis plus de 35 ans, Framatome est un chaudiériste nucléaire, un fournisseur de systèmes de contrôle-commande, d'équipements, de services à la base installée et de combustible pour des niveaux de sûreté et de performance élevés. Framatome Chine s'appuie sur des compétences et des équipes locales ainsi que sur ses experts, ingénieurs et techniciens internationaux pour répondre aux demandes de ses clients.

Les unités 1 et 2 des centrales de Taishan, dont Framatome est concepteur, sont aujourd'hui en exploitation commerciale et l'unité 1 vient de finir son tout premier arrêt de tranche.

Framatome participe à l'assemblage et à l'installation de la machine Tokamak (TAC1) au centre du projet de fusion nucléaire d'ITER et fournit certains équipements et briques technologiques pour le projet Hualong (RCP, I&C…) ainsi que le combustible.

Framatome opère en Chine par le biais de joint-ventures avec Dongfang Electric Corporation (FDJV) et China National Nuclear Corporation (CAST) et par le biais de sa filiale Framatome Nuclear Services (FNS) dont Framatome détient 100 % du capital. Framatome est présent sur 9 sites : Shanghai, Lianyungang, Songjiang, Haiyan, Deyang, Shenzhen, Daya Bay, Taishan et son bureau de représentation se trouve à Pékin.

Production d'électricité thermique charbon

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales dans la province du Shandong, mises en service entre 1987 et 2004 pour une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont le groupe Guodian (qui a fusionné avec Shenhua en 2017 pour former un nouveau groupe, China Energy Investment Group) et l'électricien hongkongais CLP.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 dans la province du Henan, mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée *via* une joint-venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FZPC, joint-venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016. Fuzhou est ainsi la première centrale de type « ultra-supercritique » (c'est-à-dire ayant des rendements élevés et un impact environnemental limité) avec une participation du groupe EDF. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement (près de 44 % pour Fuzhou) que dans une centrale classique et diminuant la consommation de combustible et la production de CO_2 par kilowattheure produit.

Énergies renouvelables

À travers la filiale chinoise d'EDF Renouvelables, le groupe EDF détient une participation dans 6 centrales éoliennes en exploitation pour une puissance installée totale de 267,3 MW bruts (121,4 MW nets), une participation dans 2 centrales éoliennes en construction pour une puissance installée totale de 136 MW bruts (107 MW nets) ainsi qu'un pipeline de projets en développement de plusieurs centaines de MW. En 2018, EDF Renouvelables a diversifié ses activités dans le solaire distribué avec la création d'une joint-venture avec la société ACC visant à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels (126 MW en exploitation ou en construction à ce jour, dont 121 MW nets ainsi qu'un portefeuille de projets d'environ 30 MW). EDF Renouvelables a également créé une joint-venture avec le groupe Qilu Transportation pour développer des centrales solaires réparties (au sol) au bord des autoroutes, contrôlées par Qilu dans la province du Shandong.

Dans le domaine de l'éolien en mer, à l'occasion de la visite officielle du Président chinois en France en mars 2019, EDF a signé avec l'électricien China Energy Investment un accord pour la réalisation de deux projets (Dongtai IV et Dongtai V) au large de la province du Jiangsu. La clôture financière des accords de joint-venture a eu lieu en mai 2020 [(1)] . Les deux partenaires construisent et exploitent ensemble ces fermes éoliennes d'une capacité totale de 502 MW, dont la première phase (Dongtai IV – 302 MW) a été mise en service en décembre 2019 et la seconde phase (Dongtai V – 200 MW) sera mise en service en 2021 (voir section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »).

Recherche & Développement (R&D)

En alignement avec le plan stratégique d'EDF en Chine, le centre R&D renforce son soutien aux métiers d'EDF Chine et centre ses compétences sur les thématiques prioritaires pour le développement d'EDF en Chine. Les activités du centre portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multi-énergies, l'ingénierie énergétique, la mobilité électrique et l'*open innovation*. Tirant partie de l'écosystème chinois très dynamique et innovant, le centre R&D d'EDF en Chine travaille sur les applications des technologies digitales et de l'intelligence artificielle aux métiers de l'énergie.

Services énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF a créé une joint-venture (détenue par EDF à hauteur de 65 %) pour la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques de son partenaire Datang. Le contrat de concession, d'une durée de 30 ans, a été signé le 9 août 2016 et le réseau est entré en exploitation commerciale le 15 novembre 2016. Après le succès de la première saison de chauffe, la municipalité de Sanmenxia a décidé le 29 août 2017 l'extension de la zone de concession accordée à la joint-venture, portant les réductions d'émission de CO_2 de 200 000 à 240 000 tonnes par an à partir de 2021. En 2020, EDF a rajouté de la géothermie sur certaines sections du réseau de chauffage.

Dans la ville de Lingbao (province du Henan), EDF a créé une joint-venture (détenue par EDF à hauteur de 65 %) le 13 novembre 2017 avec la société d'investissement municipale pour construire et exploiter un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 35 MW. Le contrat de concession, d'une durée de 30 ans, a été signé le 9 janvier 2018 dans le cadre de la visite d'État du Président français en Chine. Ce projet a pour objectif d'apporter un revenu complémentaire aux agriculteurs locaux, de permettre l'élimination contrôlée des déchets agricoles et d'éviter l'émission de 150 000 tonnes de CO_2 par an. La centrale de cogénération a fourni de la chaleur pour sa première saison de chauffe en novembre 2020.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF et son partenaire Changfeng Energy ont été sélectionnés le 8 août 2017 par le gouvernement municipal pour réaliser un réseau de stations multi-énergies dans une des zones touristiques de la ville, dans le cadre d'une concession de 30 ans. Le dispositif permettra d'alimenter en froid (climatisation) et en eau chaude sanitaire des hôtels, des centres commerciaux et des hôpitaux. La joint-venture (détenue par EDF à 30 %) a été créée le 6 novembre 2017, et le contrat de concession a été signé le 9 janvier 2018 devant les Présidents français et chinois. La première centrale de froid doit entrer en exploitation commerciale en 2021. Ce projet devrait permettre d'éviter l'émission de 20 000 à 70 000 tonnes de CO_2 par an.

EDF et Huadian ont signé en novembre 2019 un accord pour la création d'une joint-venture (détenue par EDF à 49 %) en charge de l'exploitation d'un réseau de chaleur déjà existant dans le centre de la ville de Wuhan. Alimenté par la chaleur fatale d'un Cycle Combiné Gaz (CCGT) de Huadian, le réseau bénéficiera des outils numériques mis en place par EDF à Sanmenxia.

En partenariat avec le constructeur automobile Beijing Automotive Group (BAIC), EDF a inauguré en août 2020 une première station d'échange de batteries pour une flotte de taxis de la ville de Sanya (province de Hainan).

Le Groupe propose également des solutions innovantes aux industriels et écoquartiers en s'appuyant sur les compétences d'EDF en Europe, notamment dans le domaine des réseaux intelligents, de la cogénération, de la récupération de chaleur perdue, des énergies renouvelables décentralisées (pompe à chaleur, solaire urbain, biomasse, géothermie) et des outils numériques développés sur place avec le centre R&D Chine.

Autres activités du groupe EDF en Chine

La filiale Citelum est également présente dans ce pays sur le marché de l'éclairage public par l'intermédiaire du contrat avec la ville de Kunming pour 113 000 points lumineux.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020 « Les groupes EDF et CEI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer de Chine ».

1.4.5.3.6.2 Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique, au travers notamment de projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique, dans les pays offrant des opportunités de type *Independent Power Plants* (IPP), ainsi que dans le domaine des énergies renouvelables, du nucléaire, des villes intelligentes, des micro-grids et de l'innovation.

Viêtnam

Au 31 décembre 2020, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale CCGT d'une capacité de 715 MW. Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo). Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT (*Build, Operate, Transfer*) a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

Le projet Son My 1 porte sur la construction et l'exploitation, durant 20 ans, d'une centrale de type CCGT de 2 250 MW, à haut rendement et aux performances environnementales optimisées, située dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Saigon. Il s'inscrit dans le cadre de la politique de diversification de sources d'approvisionnement en énergie du Vietnam et répond à un double enjeu : satisfaire la demande croissante d'électricité et diminuer la part du charbon dans le mix énergétique vietnamien au profit du gaz et des énergies renouvelables. Le groupe EDF a été désigné *leader* du consortium (37,5 %) chargé d'étudier le projet, aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et de deux partenaires japonais, Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %). Un *Memorandum of Understanding* a été signé le 2 novembre 2018 avec le ministère de l'Industrie et du Commerce vietnamien (MOIT) fixant le cadre général du développement du projet. Le plan de travail de l'année 2021 consistera à obtenir l'approbation finale de l'étude de faisabilité par le MOIT et à avancer dans la négociation d'un contrat de concession et des autres documents contractuels nécessaires à une mise en service de la première unité fin 2025.

Laos

Au 31 décembre 2020, le groupe EDF détient, *via* EDF Invest, 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 d'une puissance installée de 1 070 MW, construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main » et mis en service en 2010. Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

L'activité de 2020 s'est concentrée sur la conduite opérationnelle des installations (première révision majeure depuis la mise en service), dans un contexte hydrologique difficile au Laos, tout en poursuivant les missions d'accompagnement social et environnemental de la région de Nam Theun (le parc national de Nakai Nam Theun a été nommé sur la liste verte des zones protégées et conservées de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature).

Un projet de développement d'un parc solaire flottant d'une capacité de 240 MWc sur la retenue du barrage hydroélectrique de Nam Theun 2 a été lancé en 2019, officialisé par la signature d'un *Memorandum of Understanding* avec le gouvernement du Laos en juillet 2019 puis avec nos partenaires en juin 2020. Ce projet s'inscrit dans la stratégie de diversification du mix énergétique du gouvernement.

Inde

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, concernant l'accord de coopération relatif au projet de construction de six réacteurs EPR à Jaitapur, se reporter à la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».

Par ailleurs, EDF a poursuivi son développement dans le domaine des compteurs et réseaux intelligents. Après un premier contrat remporté en 2016 pour 75 000 compteurs intelligents auprès du *New Delhi Municipality Council*, régie municipale de la capitale indienne, le Groupe a gagné, à l'automne 2018, un nouvel appel d'offres lancé par EESL, société publique indienne de services et financement énergétiques (ESCO). Il porte sur la mise en œuvre de près de 5 millions de compteurs intelligents dans 5 états indiens, dans le cadre du plan de coopération entre la France et l'Inde. Le projet EESL3 a officiellement été lancé le 14 mars 2019. La phase de test et la mise en œuvre de l'infrastructure informatique intégrée ont été achevées en 2020, tandis que la phase de déploiement massif est en cours. La filiale EDF International Networks est implantée en Inde depuis 2019 et pilote la mise en œuvre du projet.

La première édition EDF Pulse a été lancée en Asie, en ciblant les jeunes entreprises indiennes pour sa première édition, et a connu un engouement certain et de nombreuses participations. La remise des prix par le grand jury s'est tenue en novembre 2020 récompensant ainsi les innovations les plus prometteuses des trois challenges : modes de vie intelligents durables, infrastructures intelligentes résilientes et infrastructures de mobilité électrique.

La filiale EDF Renouvelables, présente en Inde dans le solaire photovoltaïque, et depuis 2016 dans l'éolien, a également poursuivi son développement (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »).

La filiale Citelum est également présente en Inde où elle gère un ensemble de points lumineux dans la ville d'Ahmedabad avec qui elle a renouvelé, pour 5 ans, son contrat de travaux et maintenance d'éclairage public. Citelum a également signé un contrat de service avec EDF IN pour l'installation de 500 000 compteurs intelligents ainsi que pour la maintenance, durant 7 ans, de 2 500 000 compteurs. Enfin la filiale, a remporté le contrat d'installation et de maintenance d'équipements de contrôleurs d'éclairage public de Suveg Electronics (fournisseur de matériels) sur un périmètre de 14 200 luminaires.

Birmanie[1]

Le projet Shweli 3 de développement d'un barrage hydroélectrique sur la rivière Shweli, au Nord-Est de la Birmanie (état du Shan), a franchi en 2020 de nouvelles étapes. Le projet porte sur la construction et l'exploitation, durant 20 ans, d'un barrage hydroélectrique d'une puissance de 671 MW. Le groupe EDF a été désigné *leader* du consortium (32,5 %) en charge du développement du projet aux côtés de deux partenaires privés, un partenaire Birman Ayeyar Hinthar Holdings Co. Ltd. (10 %) et un partenaire japonais Marubeni Corporation (32,5 %), ainsi que du MOEE (Ministry of Electricity and Energy, 25 %), une entité publique birmane.

Ce projet est soumis au même niveau d'exigence que tous les projets développés par le Groupe en matière de responsabilité sociale et environnementale. Il contribuera de manière responsable et bas carbone à l'électrification d'un pays qui en a fortement besoin pour son développement économique, près de 50 % de la population n'ayant aujourd'hui pas accès à l'électricité.

Par ailleurs, EDF poursuit son développement dans le domaine du micro-grid en Birmanie, visant le développement de micro-grids hybrides (solaire et batterie) dans plusieurs villages isolés. La construction et la mise en opération d'un pilote dans la région de Magway (Myanmar) ont été réalisées en 2020, en collaboration avec nos partenaires InfraCo Asie et Solarisesys. Voir également la section 3.6.9 « Compte-rendu du plan de vigilance du groupe EDF ».

Indonésie

Le groupe EDF poursuit sa stratégie de développement en Indonésie en privilégiant les projets d'énergie renouvelable et l'accélération de l'accès à l'électricité dans les zones insulaires les plus reculées du pays par le développement de micro-grids.

Recherche & Développement

Suite à l'accord signé, en juin 2013, avec le *Housing and Development Board* de Singapour, principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un dispositif innovant de modélisation urbaine, le groupe EDF a ouvert en 2014 un centre d'excellence pour les villes durables en Asie : EDF Lab Singapore Pte. Ltd. Ce centre de R&D consacré à la planification urbaine a vocation à renforcer les collaborations existantes et à en initier de nouvelles avec Singapour et d'autres villes de la région.

En octobre 2018, l'université Nanyang Technical University, EDF et Enedis ont inauguré le démonstrateur micro-grid MASERA (*Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas*), dans le cadre de la *Singapore International Energy Week* (SIEW) et de l'Année de l'Innovation France-Singapour 2018. La mise en opération du démonstrateur en 2019 et de solides acquis associés, ont permis au Lab de signer des premiers contrats de prestations en 2020. Le Groupe est désormais bien implanté à Singapour pour couvrir son développement en Asie du Sud-Est, renforcer ses synergies avec le laboratoire de R&D et participer à l'écosystème de développement et d'innovation autour des thèmes de la ville intelligente particulièrement actif à Singapour. L'équipe d'EDF a connu un premier succès en mai 2020 avec l'attribution par l'EMA (*Energy Management Authority*), avec deux autres fournisseurs, d'un service de conseils techniques, commerciaux et juridiques pour un projet d'importation d'électricité. Ce premier succès ouvre la voie à d'autres opportunités à Singapour.

(1) EDF est vigilant sur l'évolution de la situation politique suite au coup d'état du 1er février 2021 et pourra être amené à réviser sa position vis-à-vis de ses projets actuellement en développement au Myanmar.

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe souhaite se développer sur le continent africain en accompagnant les pays en forte demande énergétique, de manière sélective et adaptée à chaque zone géographique, et en bâtissant des partenariats durables et multi-métiers. EDF intensifie également son action dans la fourniture d'énergie compétitive hors réseaux.

Afrique du Sud

Présent en Afrique du Sud depuis 1978 pour la construction de la centrale nucléaire de Koeberg, le groupe EDF assiste depuis lors l'électricien national ESKOM pour l'exploitation et la maintenance de cette centrale *via* un contrat pluriannuel d'assistance technique renouvelé en 2015 avec la Division Production Nucléaire. Framatome est également un fournisseur important d'ESKOM (maintenance générale et fuel). En 2014, un contrat a été signé pour le changement des générateurs de vapeur de la centrale qui devrait être réalisé en 2021 et 2022.

Le groupe EDF a implanté une filiale (EDF Development South Africa) en 2007 à Johannesburg, dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. La filiale sud-africaine est également en charge du développement de l'activité d'EDF dans la zone d'Afrique australe, notamment dans le domaine des projets de production ainsi que dans la vente de services, en lien avec les ingénieries thermique, hydraulique, le transport et la distribution. En décembre 2018, EDF a acquis 30 % de la société d'ingénierie sud-africaine GIBB Power, afin d'appuyer le développement de l'activité d'ingénierie dans la région Afrique Australe et de répondre aux critères de discrimination positive appliqués en Afrique du Sud.

Les activités renouvelables du groupe EDF dans le pays ont démarré en 2011 avec l'acquisition d'Innowind que le Groupe détient aujourd'hui à 84 %, afin de participer aux appels d'offres renouvelables organisés par le gouvernement Sud-Africain. 3 projets éoliens ont été gagnés en 2012 et 1 en 2015 pour un total de 142 MW (dont 35 MW actuellement en construction). Ce programme d'appels d'offres gouvernementaux a été gelé entre 2015 et 2019.

En octobre 2019, le nouveau gouvernement a promulgué un Plan Directeur énergétique du pays (IRP 2019-2030) qui prévoit environ 20 GW de capacités renouvelables additionnelles d'ici 2030, 3 GW de gaz, ainsi qu'une réflexion à mener sur la relance d'un programme nucléaire incluant des petits réacteurs modulaires (SMR). La mise en œuvre de ce plan directeur est en cours avec le lancement d'une demande d'information (RFI) pour de nouvelles capacités nucléaires, à laquelle le groupe EDF a répondu en octobre 2020. EDF Renewables (South Africa) se prépare également à répondre aux nouveaux appels d'offres renouvelables annoncés pour 2021.

Le Groupe est aussi présent en Afrique du Sud à travers la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002 (voir la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux »).

Mozambique

Le Groupe est actif au Mozambique depuis la fin des années 1980 dans la prestation de services d'ingénierie, et a noué des partenariats privilégiés avec EDM (Electricidade de Moçambique).

Maroc

Le groupe EDF est actif au Maroc depuis les années 1970 et a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), les régies de distribution d'électricité et des industriels. Pour accompagner son développement, il a créé EDF Maroc en 1997, EDF EN Maroc en 2012 ainsi que EDF Fenice Maroc en octobre 2016.

Le Groupe et l'ONEE ont poursuivi leur coopération, conformément à l'accord général signé en janvier 2012, dans les domaines de la production hydraulique, thermique et renouvelable, ainsi que dans les réseaux et la formation.

Le Groupe participe grandement à la décarbonation du mix énergétique marocain. Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres, le consortium mené par EDF Renouvelables en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co., développe le parc éolien de Taza d'une puissance de 150 MW dont la construction de la phase 1 (87MW) a démarré le 2 septembre 2020.

EDF Renouvelables, en consortium avec Masdar et Green of Africa, réalisera également la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire de Noor Midelt suite à un appel d'offres international gagné en mai 2019. Ce projet, situé au Nord de Midelt, d'une capacité de 800 MW, est une centrale hybride innovante associant l'énergie solaire concentrée et le solaire photovoltaïque, une première mondiale.

Le Groupe est aussi présent au Maroc dans les activités d'efficacité énergétique à travers EDF Fenice Maroc, filiale de Fenice Iberica (Edison), qui intervient dans le cadre d'un contrat d'économie circulaire avec un groupe international dans le secteur agroalimentaire ainsi que sur le marché de l'éclairage public par le biais de sa filiale Citelum Maghreb.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal à travers la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou. En 2019, EDFI a acquis les 30 % d'actions détenues par Matforce dans ERA pour devenir actionnaire unique d'ERA.

Une révision tarifaire avait été engagée en 2017 afin de garantir l'équilibre économique de la concession. La décision prise fin 2019 par le régulateur n'étant pas satisfaisante, un recours contre cette décision a été déposé par ERA devant la Cours suprême du Sénégal le 12 mars 2020. Par ailleurs, EDF a confirmé à l'État du Sénégal sa volonté de se désengager du capital d'ERA.

Cameroun

La société de projet Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) détenue par EDF (40 %), IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %) a débuté le 1er février 2019 la construction du barrage hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé. En juillet 2016, la société Nachtigal Hydro Power Company a été créée pour accompagner le projet et a signé une Convention de Concession de Production d'Électricité en avril 2017. La clôture financière de Nachtigal a été réalisée le 24 décembre 2018. Le premier tirage sur les prêts a eu lieu en janvier 2019.

La centrale hydroélectrique Nachtigal est un projet dimensionnant pour le pays et sera, à sa mise en service, le plus important moyen de production du Cameroun. Son objectif est d'assurer environ un tiers des besoins en électricité et de générer de nombreuses retombées pour l'économie locale. À fin 2020, l'estimation du retard lié à la crise sanitaire Covid est de 4,5 mois. Le planning de montage électromécanique visera à optimiser autant que possible ce délai. Le taux d'avancement du génie civil au 31 décembre 2020 est d'environ 37 %. La mise en service opérationnelle est prévue pour début 2024.

Faisant suite au protocole d'accord signé avec le Gouvernement du Cameroun, et attribuant à EDF l'exclusivité du développement du projet hydroélectrique de Kikot sur la Sanaga, les discussions menées entre l'État du Cameroun, la SFI et EDF ont permis d'atteindre un accord sur le développement conjoint de ce projet et pourraient prochainement conduire à la signature d'un JDA (*Joint Development Agreement*).

République du Congo

EDF International Networks, filiale à 100 % du groupe EDF, a créé en septembre 2017 une succursale afin de poursuivre ses activités de développement au sein du pays en appui de la E2C (Énergie Électrique du Congo) [(1)].

Égypte

Les deux centrales photovoltaïques de Benban de 65 MW chacune, développées à parité avec l'égyptien Elsewedy Electric, sont en service depuis août 2019 et atteignent des performances très satisfaisantes. La durée des PPA est de 25 ans (voir aussi la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »).

En 2019, EDF Renouvelables a pris une participation stratégique dans KarmSolar, acteur majeur du marché émergent de la production et de la distribution privée d'électricité solaire en Égypte. La société exploite aussi des projets de micro-réseaux incluant du stockage. KarmSolar détient un portefeuille de 170 MW de centrales solaires photovoltaïques opérationnelles, en construction ou en développement (voir aussi la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »).

EDF accompagne l'Égypte dans sa transition énergétique également comme consultant. Dans le domaine du transport avec EETC, EDF supervise l'ingénierie et la construction du dispatching du Delta (contrat de 2017) et du nouveau dispatching national qui sera localisé dans la nouvelle capitale administrative de l'Égypte (contrat de 2019). En appui à la BEI, EDF poursuit son activité de conseil auprès d'EETC dans le cadre du développement de son réseau de transport. Dans le domaine de la distribution pour EEHC, EDF International Networks a poursuivi en 2020 le déploiement de 53 000 compteurs communicants au sein d'un consortium mené par l'industriel français Sagemcom et comprenant l'Égyptien Globaltronics.

Côte d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest et le fonds Meridiam entré dans le projet en janvier 2018, le groupe EDF développe le

(1) Aussi appelée SNE.

projet « Biovéa » de centrale biomasse de deux tranches de 23 MW. Ce projet est déjà inscrit au schéma Directeur de Développement de l'État ivoirien. Un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien le 30 novembre 2017 et la convention de concession a été signée avec l'État le 9 décembre 2019. La décision finale d'investissement est visée pour début 2021.

EDFI est devenu en 2019 actionnaire à 49 % de la société Conergies Group. Le groupe Conergies est actif dans les secteurs de chauffage, ventilation, et froid industriel et solaire en Côte d'Ivoire et au Mali *via* ses filiales ARIC et RICA.

En août 2016, le Groupe a créé une filiale locale pour soutenir sa stratégie de développement en Côte d'Ivoire.

En octobre 2016, il a également créé la société ZECI, joint-venture avec la société américaine Off Grid Electric (OGE) désormais « Zola Electric », pour le déploiement d'un projet *off grid* d'énergie hors réseaux pour les populations rurales et périurbaines (voir aussi la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – Énergie hors réseaux »).

Ghana

En octobre 2017, le groupe EDF a créé une succursale locale pour soutenir sa stratégie de développement dans ce pays. En l'absence d'activité suffisante, la succursale a été fermée le 30 juin 2020.

Le Groupe est présent au Ghana à travers la société ZEGHA (voir aussi la section 1.4.5.3.9 « Off Grid – Énergie hors réseaux »).

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent au Moyen-Orient dans les activités de développement et de suivi de projets, avec un bureau régional basé aux Émirats Arabes Unis et couvrant les activités de la zone. En outre, le Groupe a des bureaux à Doha au Qatar, à Riyadh en Arabie saoudite, à Beyrouth au Liban, au Bahreïn ainsi qu'à Abu Dhabi et Dubaï aux Émirats Arabes Unis.

Ces bureaux gèrent des activités commerciales et des projets dans ces différents pays, dont le principal enjeu pour les prochaines années est de progresser dans la transition énergétique de l'après-pétrole.

Les projets majeurs de la zone sont situés notamment aux Émirats Arabes Unis avec, en 2020, à Abu Dhabi :

- la signature, en janvier, d'un pacte d'actionnaires avec Masdar, l'un des *leaders* mondiaux dans le domaine des énergies renouvelables, et filiale de Mubadala Investment Company, pour la création d'une co-entreprise pour le développement de projets d'énergie solaire et d'efficacité énergétique. *Cette entreprise permettra notamment d'accompagner Abu Dhabi dans l'atteinte de sa stratégie d'efficacité énergétique visant à réduire sa consommation électrique globale de 22 % et sa consommation d'eau de 32 % à l'horizon 2030* ;
- l'attribution par appel d'offres du projet photovoltaïque d'Al Dhafra au consortium constitué du groupe EDF, *via* sa filiale EDF Renouvelables, et de Jinko Power Technologie Co. Ltd. La future centrale solaire, d'une capacité installée de 2 GW, sera la plus puissante au monde et alimentera en électricité l'équivalent de 160 000 foyers locaux chaque année (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ») ;

D'autres projets majeurs sont situés à Dubaï avec le client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans l'Émirat) :

- un contrat de développement d'une centrale solaire de 800 MW, en technologie de panneaux solaires photovoltaïques. EDF, *via* sa filiale EDF Renouvelables, développe ce projet aux côtés de Masdar et du client DEWA. Cette centrale, dont la mise en service a eu lieu en 2020, est l'une des plus grosses centrales solaires au monde (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ») ;
- un contrat d'assistance à la maîtrise d'ouvrage pour un barrage de type station de pompage de 250 MW, dont la construction a démarré dans les montagnes d'Hatta dans l'Émirat de Dubaï, pour le client DEWA ;
- un projet d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la construction d'une centrale thermique à Al Aweer, d'une puissance de 3 x 233 MWe.

Toujours aux Émirats Arabes Unis, le groupe EDF a pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH, l'exploitant de la centrale nucléaire de Barakah, et filiale d'Émirates Nuclear Energy Corporation (ENEC). Le 21 novembre 2018, EDF et NAWAH ont signé un accord-cadre de longue durée, aux termes duquel EDF accompagnera NAWAH, dans l'exploitation et la maintenance de la centrale de Barakah, *via* une large gamme de prestations de services dans plusieurs domaines (dont la sûreté, la radioprotection, la gestion du cycle combustible et le suivi environnemental).

Un autre projet majeur d'ingénierie conseil pour le client Kahramaa (eau et électricité du Qatar) est en cours de réalisation à Doha dans le cadre de la réalisation de postes électriques et de réseaux de câbles haute tension (projet faisant partie de la « phase 13 »).

En Arabie saoudite, le groupe EDF a signé en 2014 un accord de partenariat avec la Saudi Electricity Company (SEC), opérateur électrique de référence du pays, permettant une coopération très large entre les deux groupes et incluant notamment des activités de formation. Dans le prolongement de cet accord, les 2 contrats GOC « *Generation, Optimization Center* », signés en 2016 et 2019, prévoient l'appui d'EDF à la mise en place et à l'exploitation de centres régionaux d'optimisation de la production.

Par ailleurs, EDF *via* sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec Masdar, a gagné en 2019 un appel d'offres pour le financement, la construction et l'exploitation du premier projet éolien d'Arabie Saoudite pour une puissance installée de 400 MW, à Dumat Al Jandal (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »). En 2020, en partenariat avec Masdar et le groupe Nesma, EDF Renouvelables a participé à l'appel d'offres lancé par Repdo (« Repdo2 »). Un contrat de 300 MW devrait être attribué au Groupe dans la région de Jeddah.

En Israël, le groupe EDF est présent, depuis 2010, à travers sa filiale EDF Renouvelables qui, à fin 2020, exploite 383 MW bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau, a 150 MW en contruction et a confirmé la construction de 157 MW supplémentaires en 2021-2022. De plus, EDF Renewables Israël a remporté deux appels d'offres de l'État en 2020 représentant environ 70 MW de projets photovoltaïques flottants et 225 MW de projets photovoltaïques associés à du stockage à construire d'ici 2023. Par ailleurs, le centre d'ingénierie hydraulique d'EDF Hydro fournit des services au premier projet israélien de stockage de l'électricité par pompage, sur le mont Gilboa.

1.4.5.3.9 *Off Grid* – Énergie hors réseaux

Le groupe EDF a plus de quinze ans d'expérience dans le domaine *Off Grid* (énergie décentralisée) en Afrique au travers de sociétés créées à cet effet sur un modèle de concessions géographiques. Depuis 2017, le groupe EDF a décidé de s'associer avec des *start-ups* innovantes pour fournir de l'énergie et des services à une clientèle rurale et périurbaine en fonction de ses revenus et de ses besoins. Ces solutions vont de l'alimentation réseau au kit solaire individuel, en passant par le mini-grid.

Grâce à ces solutions, plus d'1 million de personnes en Afrique du Sud, Côte d'Ivoire, Ghana, Sénégal et Togo peuvent aujourd'hui s'éclairer et alimenter un ensemble d'appareils domestiques basse consommation, tels qu'une télévision ou une radio, ou recharger leur téléphone portable. Au Kenya, les clients ont la possibilité d'acheter des pompes solaires agricoles pour améliorer significativement le rendement des cultures.

Le groupe EDF a par ailleurs créé la société NEoT Offgrid Africa (participation d'EDF Pulse Croissance Holding à hauteur de 17 % aux côtés de fonds d'investissement de la société de gestion Meridiam) qui a vocation à contribuer au financement des solutions de fourniture d'énergie et de services proposées.

Togo – Bboxx

EDF a racheté 50 % des parts de Bboxx Togo à Bboxx UK en novembre 2018 pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Togo. Au-delà de la vente de Solar Home System, un partenariat de déploiement de pompes solaires a été mis en place en 2020 avec la société kenyane SunCulture et le gouvernement Togolais [(1)].

Afrique du Sud – KES

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002, est détenue à hauteur de 50 % par EDF, 15 % par l'opérateur local Calulo et 35 % par Total. Elle a initialement développé ses activités dans les kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape.

Kenya – SunCulture

Depuis le 18 juillet 2018, le groupe EDF, participe au développement de la société kenyane SunCulture pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination de foyers ruraux principalement au Kenya. EDF accompagne SunCulture dans son développement international, *via* une participation de 16,1 % d'EDFI dans Savant Group, maison-mère de SunCulture.

(1) Voir le communiqué de presse du 18 décembre 2020 « Bboxx, EDF et SunCulture s'associent au gouvernement Togolais pour accélérer l'accès à l'agriculture durable grâce à l'énergie solaire ».

Kenya – Bboxx

EDF a pris une participation dans Bboxx Kenya en 2020 (*via* une participation de 38,5 % dans EDF Bboxx Kenya, laquelle détient 60 % de Bboxx Kenya), société qui assure depuis quelques années la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Kenya.

Zambie – SMG

Afin de développer son offre dans le domaine du mini-grid, EDF a pris une participation de 12 % en 2020 dans Standard Micro Grid Zambie, une *start-up* identifiée à travers le concours « EDF Pulse Africa » qui développe et installe des mini-réseaux à travers une solution de conteneurs standardisés et de compteurs intelligents permettant de vendre des blocks d'énergie à la demande.

Côté d'ivoire – ZECI

Le groupe EDF et Off Grid Electric (OGE), désormais « Zola Electric » – entreprise américaine dans la distribution d'énergie solaire en Afrique dans laquelle le fonds d'investissement capital-risque *cleantech* d'EDF, Electranova Capital, est actionnaire – ont créé, en octobre 2016, une société commune en Côte d'Ivoire détenue à 50 % par chacun des actionnaires, ZECI, pour la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Afrique. Dans le cadre de cette co-entreprise, le Groupe et Zola Electric prennent en charge l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains.

Ghana – ZEGHA

Off Grid Electric (désormais « Zola Electric »), la société ghanéenne CH Group et EDF ont décidé de créer ZEGHA, respectivement à hauteur de 50 %, 20 % et 30 % du capital, et ont démarré la phase pilote en décembre 2017 sur le modèle ivoirien.

1.4.6 Les services énergétiques et autres activités

Dans un contexte réglementaire et sociétal qui place la lutte contre le réchauffement climatique au premier plan, et en cohérence avec sa raison d'être, le groupe EDF a l'ambition de se développer de manière significative dans les services énergétiques afin d'apporter des solutions performantes, innovantes et durables à ses clients.

Ces services répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les clients particuliers dans des domaines très variés : production d'énergie décentralisée, réseaux de chaleur bas carbone, hydrogène vert, éclairage intelligent, mobilité électrique, gestion intelligente des bâtiments, conseils en économie d'énergie et efficacité énergétique. La palette des solutions proposées par le Groupe est innovante et répond aux nouveaux enjeux des clients : diminution des émissions carbone et gains en performance énergétique.

1.4.6.1 Les services énergétiques

Ces solutions reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe, en particulier à la R&D, et sont portées par plusieurs filiales. En juin 2017, elles ont été placées sous la bannière de la marque « EDF Solutions énergétiques » qui a la capacité d'accompagner les clients dans les défis que sont la transition énergétique et l'efficience économique.

De plus, le groupe EDF a créé en 2017 « EDF Pulse Croissance » une structure conçue comme la pépinière de *start-ups* qui a pour mission d'explorer la transition écologique et numérique en proposant pour ses clients des offres et services innovants et compétitifs.

En 2018, EDF a mis un accent particulier sur la mobilité électrique pour contribuer à décarboner le secteur des transports, émetteur de 20 % des émissions de gaz à effet de serre en Europe. Cette démarche a été renforcée en 2019 avec notamment la création de Dreev et en 2020 avec l'acquisition de Pod Point (voir la section 1.4.5.1 « Royaume-Uni »).

En 2019, EDF s'est engagé dans les services de proximité avec l'acquisition d'Hello Casa qui devient IZI Solutions. Cette nouvelle activité s'inscrit dans l'amélioration du confort et la performance énergétique de l'habitat.

Enfin, EDF a créé en avril 2019 Hynamics, une filiale dédiée à la production et à la commercialisation d'hydrogène bas carbone et renouvelable par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie et de la mobilité lourde.

1.4.6.1.1 Dalkia

Filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014, Dalkia est un acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques. Dalkia dispose d'une gamme complète de services et d'un excellent maillage commercial en France, pour développer les énergies renouvelables et de récupération, réduire les consommations d'énergie et améliorer la performance des installations.

Dalkia a maintenu ses activités essentielles tout au long de la crise sanitaire, et notamment durant les périodes de confinement, grâce à une organisation de gestion de crise et continuité souple et réactive, ainsi qu'au déploiement massif du travail à distance.

Activité de Dalkia

Dans un contexte de changement climatique, de volatilité des prix des énergies et de rareté des ressources, Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des systèmes d'énergies plus écologiques et plus économiques.

Son métier : accélérer la transition énergétique de ses clients

De la production décentralisée à la maîtrise de la demande en passant par l'optimisation de la distribution, Dalkia est présente à chaque étape de la chaîne énergétique pour accélérer la transition énergétique de ses clients.

Ses engagements

Grâce à son expérience acquise depuis près de 80 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou de valorisation des énergies alternatives et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour réduire leurs consommations d'énergie et améliorer la performance environnementale et économique de leurs installations.

Dalkia (y compris ses filiales) gère plus de 90 000 installations énergétiques en France et à l'international.

Dalkia a réalisé, en 2020, 6,7 TWh d'économies d'énergie et a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,1 millions de tonnes de CO_2.

Dalkia et le développement des énergies renouvelables

Le premier métier de Dalkia est la valorisation des énergies locales. Dalkia utilise les sources d'énergie qui existent sur le territoire pour proposer des solutions énergétiques durables à ses clients, entreprises et collectivités :

- Dalkia met le développement des énergies renouvelables au cœur de ses priorités à travers notamment le recours aux énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) : biomasse, biogaz, géothermie et énergies de récupération notamment ;
- précurseur en matière de transition énergétique, Dalkia favorise la production d'énergie issue de la valorisation des déchets lorsqu'ils ne sont pas recyclables. La valorisation énergétique participe également à la réduction des gaz à effet de serre et limite le recours aux énergies fossiles. Elle contribue ainsi aux objectifs de décarbonation de Dalkia.

Dalkia et les économies d'énergie

Le deuxième métier de Dalkia, ce sont les économies d'énergie :

- Dalkia innove chaque jour pour faire des économies d'énergie : avec des bâtiments connectés qui consomment de moins en moins, et en réalisant des travaux de rénovation énergétique pour qu'ils soient plus performants ;
- Dalkia optimise aussi les consommations de ses clients grâce au traitement de toutes leurs données par les « Desc », les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine.

Principales filiales de Dalkia en France

Dalkia Smart Building

Dalkia Smart Building, filiale à 100 % du groupe Dalkia, se positionne comme un spécialiste de la conception et réalisation de solutions pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et la transition numérique en France. En complémentarité forte avec les régions, Dalkia Smart Building conçoit et réalise des solutions pour la rénovation des bâtiments (enseignement, ministères, piscines, bureaux) et pour la construction de nouveaux bâtiments et quartiers (*smart building*, *smart grid* thermique et électrique, *green data center*, *smart* piscines).

Dalkia Wastenergy

Dalkia Wastenergy, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est spécialisée dans la valorisation des déchets au service des collectivités et des industriels avec :

- la valorisation énergétique à travers l'incinération, la méthanisation et les chaufferies de combustibles solides de récupération (CSR) permettant la production de vapeur, d'électricité, ou de biogaz ;
- la valorisation de la matière à travers le compost, le tri, le conditionnement des matières recyclables et la production de CSR.

Dalkia Wastenergy conçoit, construit et exploite actuellement des installations localisées en France, en Grande-Bretagne et en Pologne.

Dalkia Froid Solutions

Dalkia Froid Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est un spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Sa vocation est de fournir à tous ses clients, en tous lieux, les bonnes températures en optimisant la consommation d'énergie et en préservant l'environnement grâce à la maîtrise innovante du processus complet : conseil, conception, installation et maintenance.

Dalkia Biogaz

Dalkia Biogaz, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est une société spécialisée dans les activités de production, traitement et valorisation du biogaz. Dalkia dispose de compétences dans le domaine de la méthanisation pour valoriser le biogaz produit tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Dalkia Air Solutions

Dalkia Air Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, propose une offre complète d'audit, de conception, d'installation et de maintenance de centrales d'air comprimé, d'azote et d'air respirable à destination de tous les secteurs industriels. L'air comprimé est un fluide énergétique à fort contenu électrique et avec un potentiel d'économies d'énergie.

CRAM

CRAM est une filiale détenue à 100 % par Dalkia implantée principalement dans le Nord-Ouest de la France (Normandie, Picardie et Ile-de-France) qui intervient, propose et réalise des projets dans le domaine de l'exploitation-maintenance, la gestion et la réalisation d'installations thermiques et climatiques. L'entreprise, dont le siège social est implanté au Havre, compte 600 collaborateurs et gère près de 5 000 installations.

Dalkia EN

Dalkia EN (Énergie Nucléaire) est une filiale détenue à 100 % par le groupe Dalkia, partenaire de référence du groupe EDF dédié à l'environnement nucléaire. L'entité compte 500 salariés autour de deux activités : la maintenance des moyens de production d'électricité de secours, des systèmes de production de froid et de ventilation des centrales nucléaires, ainsi que le pilotage des prestataires et de la maintenance des bâtiments des centrales nucléaires et thermiques.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Dalkia Polska Solutions

Dalkia Polska Solutions, basée en Pologne, conçoit, réalise et maintient des installations techniques (ventilation, chauffage, climatisation, protection incendie, etc.) pour les bâtiments commerciaux et les sites industriels. Elle propose également des solutions innovantes pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments.

Dalkia Polska Energia

Dalkia Poslka Energia est une société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne (Haute-Silésie). Elle a une expertise reconnue dans la valorisation énergétique du gaz de mine en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Dalkia Rus

Spécialiste de l'efficacité énergétique pour les industries, Dalkia Rus est l'un des pionniers du secteur des services énergétiques en Russie.

Imtech

Imtech, société co-détenue par Dalkia et EDF Energy, est spécialisée dans les grands travaux de génie climatique et électrique, la maintenance technique d'installations, l'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données. Imtech fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics.

Imtech est implantée au Royaume-Uni, en Irlande et en Scandinavie avec sa filiale Suir Engineering. Sa filiale Breathe est spécialiste de la performance énergétique au Royaume-Uni.

Groom Energy Solutions, renommé Dalkia Energy Solutions

Dalkia Energy Solutions, basée dans le Massachusetts, offre aux entreprises et aux industriels une approche globale de conseil, d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et de réalisation de travaux d'efficacité énergétique, avec une couverture nationale aux États-Unis.

Aegis Energy Services

Aegis Energy Services LLC, société acquise en août 2018 et basée à Holyoke dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz, des équipements qu'elle conçoit, réalise et met en service et dont elle opère la maintenance. Aegis Energy Services en a installé un peu moins d'un millier depuis sa création en 1985.

1.4.6.1.2 Citelum

Citelum est la filiale dédiée à l'éclairage intelligent et aux services connectés associés du groupe EDF, et représente l'un des principaux acteurs du domaine en France et dans le monde.

Avec 600 salariés en France, Citelum emploie au total 2 500 personnes principalement en Europe (France, Italie, Espagne, Danemark) et en Amérique du Sud (Mexique, Brésil, Chili), ce qui lui permet de gérer les services de villes de référence dans le monde telles que Mexico, Copenhague, Barcelone, Rome, etc. Citelum gère plus de 3 millions de points lumineux dans le monde et éclaire 30 millions d'habitants.

L'évolution technologique des équipements d'éclairage permet aujourd'hui de disposer d'une infrastructure existante connectée, facilitant ainsi la réalisation d'économies d'énergie, le pilotage à distance des installations, l'amélioration de la sécurité ainsi que la mise en valeur du patrimoine. Ces équipements d'éclairage, connectés à d'autres dispositifs (capteurs, caméras, etc.), offrent de nouveaux services à valeur ajoutée dans les domaines de la lutte contre la pollution, la vidéosurveillance du territoire, l'information des usagers ou encore la gestion des mobilités urbaines et du stationnement.

Citelum intervient sur les trois chaînes de valeur suivantes :

- l'augmentation de l'attractivité des territoires par l'optimisation de l'éclairage en limitant les dépenses énergétiques et l'impact environnemental ;
- l'amélioration de la sécurité perçue ;
- l'optimisation de la mobilité et la fluidification du trafic grâce aux solutions de signalisation lumineuse tricolore, de régulation du trafic, d'infrastructures de recharge de véhicules électriques et de stationnement intelligent.

Citelum marque sa différence par sa capacité à accompagner toutes les phases d'un projet, la conception et la réalisation des travaux ainsi que l'exploitation et la maintenance des infrastructures. Elle intègre à son offre de services des solutions de financement et l'innovation avec la plateforme numérique de gestion de l'espace urbain MUSE® de sa filiale Citégestion.

La préservation de la planète, le bien-être et le développement, grâce à l'électricité et à des solutions de services innovants sont au cœur de l'activité de Citelum. Les solutions proposées, notamment l'éclairage intelligent, sont développées pour économiser l'énergie des villes, limiter la pollution lumineuse et préserver la biodiversité. Ainsi, les plans lumières établis par Citelum en France et à l'international ont pour vocation d'adapter les éclairages aux cycles nocturnes de la faune et de la flore environnantes.

Citelum poursuit son activité notamment dans le cadre de marchés globaux de performance comprenant des engagements de performance chiffrés. Elle développe des solutions innovantes en matière de collecte et de gestion des données publiques, en vue d'apporter des services supplémentaires aux collectivités et aux citoyens, de renforcer la qualité des services publics, la sécurité et de contribuer à un cadre de vie amélioré. Citelum met en oeuvre par ailleurs, auprès de clients privés, des solutions

de rénovation de l'éclairage intérieur de leurs bâtiments permettant de dégager des économies d'énergie, en adaptant le niveau de luminosité à leurs besoins et leurs activités.

À l'international, Citelum a renforcé son portefeuille avec la conclusion de nombreux contrats, notamment en Italie, en Espagne et en Amérique du Sud (voir la section 1.4.5.3.5 « Amérique du Sud »).

1.4.6.1.3 EDF Pulse Croissance

EDF Pulse Croissance participe à la préparation de l'avenir du groupe EDF en explorant les nouveaux modèles d'affaires de la transition énergétique et numérique. Créée en 2017, EDF Pulse Croissance est la pépinière à *start-ups* du groupe EDF. Elle a pour ambition de créer de nouveaux leviers de croissance pour EDF en proposant à ses clients – particuliers, entreprises, collectivités – des offres et services innovants et compétitifs. Pour créer de nouvelles activités et de nouveaux services, EDF Pulse Croissance a construit un modèle qui s'articule autour de deux activités complémentaires : un *corporate venture* et un incubateur de *start-ups*. Pour être au plus près des besoins actuels et anticiper les nouvelles tendances politiques, économiques, sociétales, technologiques, environnementales et légales, elle a développé une approche clients et produit.

Depuis sa création, EDF Pulse Croissance a investi environ 250 millions d'euros (1) dans 23 *start-ups* et détient une participation dans 16 fonds d'investissement.

Quatre domaines sont privilégiés :

- la performance industrielle pour les clients entreprises ;
- les services à l'habitant ;
- la gestion durable des territoires ;
- les systèmes énergétiques décentralisés.

EDF Pulse Croissance est constituée d'une équipe resserrée qui travaille en étroite collaboration avec la R&D, les métiers du groupe EDF et l'ensemble des acteurs partenaires de *start-ups* ou engagés dans l'innovation ouverte. En 2020, EDF Pulse Croissance a élaboré sa nouvelle feuille de route avec ses futures priorités d'investissement et d'incubation dans le cadre d'un travail collaboratif intitulé « Nouveaux Marchés, Nouveaux Métiers de la transition énergétique ». Il définit, en lien avec les métiers du Groupe, les opportunités de croissance les plus prometteuses en termes de création de valeur, d'innovation et de neutralité carbone, en cohérence avec la raison d'être du groupe EDF.

Incubateur

EDF Pulse Croissance s'appuie sur les idées et les savoir-faire des salariés du Groupe pour concevoir et développer de nouveaux business et services. L'incubateur propose un accompagnement sur mesure aux salariés et fait appel à des experts (internes ou externes) pour tester, créer et monter des modèles d'affaires. Cet accompagnement bénéficie aux salariés intrapreneurs ainsi qu'au groupe EDF puisqu'il participe à sa transformation et à la montée en compétences de ses collaborateurs.

Grâce au modèle d'EDF Pulse Croissance, les projets incubés bénéficient d'une vision « investissement » et sont en permanence confrontés aux marchés.

EDF Pulse Croissance soutient des *start-ups* dans les domaines de la transition énergétique et numérique telles que :

- **Hynamics** qui produit de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau à partir d'une électricité d'origine bas carbone et renouvelable ;
- **Metroscope**, un logiciel de jumeau numérique qui permet d'optimiser la performance des installations industrielles ;
- **Perfesco** qui a développé une solution de financement innovante qui permet aux industriels d'améliorer l'efficacité énergétique ;
- **Exaion** qui propose une offre *cloud* de solutions *blockchain* et calcul haute-performance éco-responsable, compétitive et souveraine ;
- ou encore **Agregio** avec son agrégateur de production d'énergie renouvelable et de flexibilité de consommation.

Investisseur et partenaire de fonds

Pour développer de nouvelles activités et des solutions innovantes, la holding EDF Pulse Croissance a la capacité d'investir directement dans des *start-ups* ou de les mettre en relation avec l'écosystème du Groupe, notamment avec la quinzaine de fonds dédiés dans lesquels EDF Pulse Croissance est investisseur.

Les *start-ups* dont EDF Pulse Croissance est actionnaire bénéficient :

- de synergies entre *start-ups*, filiales et métiers du Groupe ;
- d'un accompagnement stratégique d'EDF Pulse Croissance en sa qualité d'actionnaire actif (EDF Pulse Croissance est représenté au Conseil d'administration de chaque *start-up* en portefeuille) ;
- d'une fine connaissance de ses experts sur le marché de l'énergie ;
- d'une source de financement ;
- ou encore d'un accompagnement en termes d'outils pour structurer l'activité.

EDF Pulse Croissance peut également créer des co-entreprises avec des *start-ups* capables d'explorer de nouveaux modèles d'activités et d'aller à la conquête de nouveaux marchés en France et à l'international. Pour l'essentiel, l'investissement est conçu comme le volet d'un partenariat industriel et commercial global.

Par ailleurs, EDF Pulse Croissance investit dans des fonds de capital-risque pour renforcer sa position dans l'écosystème de l'innovation, réduire l'exposition financière d'EDF et développer des compétences et synergies au sein du Groupe.

Cette stratégie d'investissement s'adapte aux enjeux du groupe EDF et se focalise dans des fonds :

- généralistes ou multisectoriels (*smart city, cleantech*) choisis pour leur renommée dans une zone géographique active et pertinente pour le Groupe ;
- spécialistes ou d'amorçage dans de nouvelles technologies pour mieux intégrer ces briques complémentaires à celles notamment portées par la R&D.

Cette stratégie a conduit le Groupe à investir dans une quinzaine de fonds thématiques, principalement en France mais aussi en Europe, en Amérique du Nord et en Chine. En 2020, pour conforter sa stratégie partenariale et développer son portefeuille international, EDF Pulse Croissance a investi dans 2 nouveaux fonds américains.

En 2020, EDF Pulse Croissance a investi dans 5 *start-ups* dont une filiale issue d'un projet intrapreneurial.

Les nouvelles entrées au portefeuille EDF Pulse Croissance en 2020

Start-ups incubée par EDF Pulse Croissance

Urbanomy

Lancée début 2020, Urbanomy est issue d'un projet intrapreneurial incubé par EDF Pulse Croissance et filiale à 100 % d'EDF. Urbanomy s'adresse au marché de la *smart city* à l'international et plus particulièrement au Royaume-Uni et en Allemagne. La *start-up* propose une prestation de conseil stratégique, technique et économique aux acteurs du développement urbain et plus particulièrement aux acteurs privés (promoteurs immobiliers, aménageurs privés, investisseurs…). Son offre intégrée s'articule autour de 6 axes : l'efficacité énergétique, les systèmes énergétiques, la mobilité urbaine, l'environnement, la qualité de vie et les communautés énergétiques. Urbanomy a été fondée par 3 collaborateurs d'EDF issus de la R&D au Royaume-Uni, de la Direction Internationale et d'EDF Pulse Croissance.

Prises de participation d'EDF Pulse Croissance

Securkeys

Securkeys propose un service sécurisé et anonyme de gardiennage et de livraison de double de clés partout en France, en une heure, 24 h/24 et 7 j/7. L'utilisateur du service de Securkeys envoie un double de ses clés, sous pli scellé, dans le centre de garde agréé Securkeys le plus proche. En cas de perte, porte claquée… l'utilisateur peut demander la restitution de ses clés par un agent agréé. EDF Pulse Croissance a pris une participation dans la société aux côtés d'autres acteurs financiers et institutionnels. En 2018, SecurKeys était lauréat de l'appel à projets d'EDF Pulse Croissance sur les services dans l'habitat.

TeepTrak

TeepTrak est spécialisée dans le suivi de la performance industrielle en temps réel. La société commercialise une solution permettant aux industriels d'acquérir les données relatives à la performance de leurs moyens de production (cadencement, temps de fonctionnement et d'arrêt, taux de rendement synthétique) et de les analyser afin d'améliorer leur productivité et leur rendement. TeepTrak propose une solution abordable, facilement déployable (solution tout-en-un comprenant le matériel et le logiciel) et compatible sur tous types de machines qui s'adresse aussi bien à des TPE, PME qu'aux grands groupes. En mai 2020, EDF Pulse Croissance a investi au capital de la société TeepTrak aux côtés de Xange afin d'enrichir ses offres dans le domaine de l'industrie 4.0.

(1) Source EDF Pulse Croissance Holding, comptes annuels au 31/12/2020.

Archipels

Archipels développe des services de confiance numérique (certification documentaire, de données, valeur probante…), basés sur une infrastructure *blockchain* de consortium. L'infrastructure permet de certifier la provenance, l'authenticité et l'intégrité des documents. Archipels a pour ambition de lutter contre la fraude, de faciliter l'accompagnement de nouveaux clients pour les entreprises, de diminuer les coûts liés à la vérification des documents concernant les obligations réglementaires de connaissances client… L'offre s'adresse à des professionnels basés en France et, à terme, en Europe. EDF Pulse Croissance a investi en 2020 dans la société Archipels aux côtés de la Caisse des Dépôts et Consignations, Docaposte et Engie.

PowerUp

PowerUp développe une solution d'optimisation de la performance des batteries Lithium-ion afin d'augmenter leur durée de vie pouvant aller jusqu'à un doublement. Grâce au monitoring à distance des batteries, PowerUp surveille leur état de santé et pronostique leur durée de vie. Avec ce suivi, PowerUp adapte la gestion de la charge des batteries afin de préserver et d'allonger leur durée de vie. La solution de PowerUp s'adresse principalement à des usages de stockage stationnaire (batteries de secours, gestionnaires de flottes autonomes) qui pourront être développés en collaboration avec la R&D et le CEA. En novembre 2020, EDF Pulse Croissance a investi au capital de PowerUp aux côtés de SuperNova Invest et de business angels. Cette prise de participation, qui permettra d'accélérer le développement de solutions de stockage du Groupe, participe aux ambitions du Plan Stockage d'EDF lancé en 2018.

Appels à projets

EDF Pulse Croissance organise des appels à projets destinés à promouvoir des *start-ups*, TPE ou PME qui disposent de technologies, produits, outils ou combinaisons de solutions innovantes déjà implantés, ou en voie de maturité, pouvant contribuer au développement d'un nouveau métier ou d'une nouvelle offre clients. Sélectionnés en lien avec les métiers du Groupe et des experts externes, les lauréats bénéficient d'un accompagnement du Groupe et de ses partenaires pour développer la solution innovante.

Depuis la création d'EDF Pulse Croissance, quatre appels à projets ont été lancés :

- en 2017, un appel à projets sur le démantèlement nucléaire à l'international avec la Direction des Projets Déconstruction et Déchets (DP2D) a permis d'identifier des solutions prometteuses comme Cyclife Digital Solutions (anciennement Oreka Solutions), devenue filiale d'EDF ;
- en 2018, deux appels à projets ont été organisés avec la Direction Marketing des Clients Particuliers d'EDF sur l'accompagnement des personnes âgées à domicile (*silver economy*) et les services à la personne dans l'habitat. Deux *start-ups* lauréates de ces appels à projets ont bénéficié d'un financement d'EDF Pulse Croissance : Zenpark en 2018 et Securkeys en 2020 ;
- en 2019, EDF Pulse Croissance a lancé un nouvel appel à projets dans le domaine de la e-santé en partenariat avec AG2R La Mondiale afin de détecter des solutions innovantes pour accompagner la prévention, le dépistage et l'accompagnement des maladies chroniques dans les différents lieux de vie de la personne. En décembre 2019, ExactCure et Pheal, deux start-ups innovantes ont été récompensées. ExactCure a bénéficié d'un financement d'EDF Pulse Croissance pour développer un simulateur personnalisé de prise de paracétamol au moment de la crise Covid.

1.4.6.1.4 Les autres activités de services du groupe EDF

D'autres filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques, sur des domaines spécifiques, auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Management de l'énergie

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de monitoring et de pilotage des installations. Les filiales Netseenergy et Edelia s'inscrivent autour de cet axe stratégique.

Netseenergy

Filiale à 100 % du groupe EDF, spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des process industriels, Netseenergy accompagne les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique avec des solutions technologiques et humaines présentes sur toute la chaîne de valeur du management énergétique à travers des offres telles que :

- la récupération des données de consommations multi-fluides (électricité, gaz, eau…) : instrumentation, comptage, télérelève, flux de factures… ;
- la mise en forme des données récupérées dans l'iBoard, la plateforme en ligne de suivi, d'analyse et de pilotage de l'efficacité énergétique B2B : *data analytics* (indicateurs, graphiques, agrégation), *reportings*, algorithmes ;
- l'accompagnement vers l'efficacité énergétique avec l'appui humain d'*energy managers* (service de conseils adossé à la solution iBoard, proposé aux clients qui souhaitent faire certifier ISO 50 001 leur système de management de l'énergie).

À travers ses solutions sur-mesure adaptées aux besoins de ses clients (pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques innovants…), Netseenergy traite près de 9 millions de *data* quotidiennement sur un périmètre de 20 000 sites. Spécialiste de l'IoT (*Internet of Things*) avec 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Netseenergy assure le management énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés.

Edelia (EDEV Téléservices)

Société détenue à 100 % par le groupe EDF, Edelia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers et les professionnels. Edelia opère ainsi une plate-forme numérique qui permet aux clients du groupe EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes. Edelia développe aussi des outils modulaires basés sur l'IoT, adaptables aux écosystèmes des différents utilisateurs, qui permettent de tirer profit du déploiement des objets connectés dans la *smart home* pour enrichir les outils digitaux pour les clients.

Maison connectée

Filiale à 100 % du groupe EDF, créée en 2016, Sowee est le seul acteur des marchés de l'énergie à associer la vente d'énergie à une station connectée pour les clients résidentiels. La station connectée permet d'allier confort et économies d'énergie en pilotant les chauffages individuels gaz et électriques à distance, en simulant son budget d'énergie en fonction de ses températures et en suivant ses consommations en temps réel. Elle facilite le quotidien grâce à l'intégration d'Amazon Alexa dans le socle enceinte de la station connectée et en affichant des informations pratiques telles que la qualité de l'air intérieur, la météo, le temps de trajet…

Sowee s'est également associée avec des industriels du secteur (Saunier Duval, Muller, Aldes, Delta Dore, Daikin) afin de piloter de façon coordonnée des équipements neufs nativement connectés (chaudière, ventilation, radiateurs électriques, PAC, lumière, volets). Enfin Sowee a lancé une option effacement diffus débutant en 2021 à destination des détenteurs de stations connectées dans son parc.

Mobilité électrique

Le groupe EDF a lancé le Plan Mobilité Électrique en octobre 2018 (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 »).

IZIVIA

IZIVIA, filiale à 100 % du groupe EDF, est un acteur de référence sur le marché de la mobilité électrique en France. IZIVIA propose des solutions de recharge pour véhicules électriques à destination des collectivités, des syndicats d'énergie, des entreprises et, depuis janvier 2020, des copropriétés. À ce titre, IZIVIA apporte son expertise à ses clients *via* une gamme d'offres complète : fourniture et installation de bornes de recharge, supervision et maintenance des infrastructures et offres de services.

IZIVIA est leader de la recharge publique en France, un des leaders sur le segment des entreprises et exploite plus de 10 000 points de charges publics et privés. En 2020, IZIVIA a fait des conquêtes significatives tant sur le marché des collectivités (réseau MObiVE en Nouvelle Aquitaine ou SIGEIF en Ile-de-France par exemple) que sur celui des entreprises (31 sites PSA à l'échelle européenne) et de grandes enseignes commerciales. En outre, IZIVIA IG, filiale à 100 % d'IZIVIA, vise à équiper en bornes de recharge 1 500 sites du groupe EDF d'ici à 2030.

IZIVIA déploie également, avec le fonds d'investissement Demeter, un réseau de 641 points de charge sur les 59 communes de la métropole de Lyon. Ce réseau constitue l'un des projets les plus ambitieux de déploiement de bornes à l'échelle d'un territoire en France. En outre, IZIVIA prépare le déploiement d'un réseau de 300 bornes de charge rapide situées à proximité des grands axes routiers sur des lieux à forte fréquentation.

Afin de faciliter les trajets en voitures électriques, IZIVIA, en tant qu'opérateur de mobilité, propose également un Pass et une application mobile qui permettent de se recharger sur plus de 100 000 points de recharge en interopérabilité à travers la France et toute l'Europe.

Génie électrique

La filiale HTMS, détenue à 100 % par le groupe EDF, a fait l'acquisition de 3 sociétés dans le domaine du génie électrique regroupées sous la marque EDF Electrotechnics. HTMS devient un acteur unique du domaine du génie électrique, couvrant l'ensemble des besoins et de la maîtrise de tous les composants des offres en HTA et HTB mais aussi BT.

EDF Electrotechnics est spécialisée dans la fabrication de postes de transformation HTA : elle en assure la conception, l'intégration, l'installation, l'équipement, la réparation, la vente ou la location. Elle prend en charge l'exploitation et la maintenance des matériels et des postes haute tension (HTA et HTB), la fourniture et le remplacement des disjoncteurs et transformateurs, le dépannage, l'assistance à maîtrise d'ouvrage et la formation.

Chauffage : CHAM

Filiale à 100 % du groupe EDF, Cham assure l'installation, l'entretien et le dépannage des appareils individuels de chauffage, de climatisation et de ventilation : chaudières gaz/fioul, pompes à chaleur, climatiseurs, ballons thermodynamiques…

Avec 1 000 collaborateurs présents partout en France, Cham réalise plus de 800 000 interventions par an et répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

Cham s'appuie sur ses canaux de proximité et ses canaux digitaux pour conquérir et servir sa clientèle. Cham se prépare à gérer une partie de ses clients en e-maintenance. Pour ce faire, Cham expérimente le télé-diagnostic et le dépannage à distance.

Grâce à une forte ambition de croissance organique et externe, Cham se positionne pour devenir le spécialiste des services énergétiques et s'appuie sur 3 atouts majeurs : le professionnalisme de ses équipes, l'expertise de son réseau et la relation de proximité avec ses clients.

IZI by EDF

Lancée en février 2019, IZI by EDF est la marque d'EDF pour proposer des services au-delà de l'énergie, aux Français (particuliers et petits professionnels), qu'ils soient clients ou non d'EDF, afin de les accompagner dans leur confort et leur transition énergétique.

En 2020, IZI by EDF a déployé une offre complète pour la maison durable et la mobilité électrique :

- une offre clé en main de rénovation énergétique autour des solutions de chauffage (pompes à chaleur, chaudières), de l'isolation, de la pose de fenêtres et de la ventilation, incluant : le calcul et la déduction de toutes les aides du devis client, une solution de financement et un engagement de qualité ;
- une solution complète pour passer à la mobilité électrique incluant la fourniture et l'installation de bornes de recharge à domicile, la fourniture d'électricité verte avec « Vert Électrique Auto », le pass mobilité (opéré par IZIVIA) pour se recharger partout en Europe et le véhicule en leasing.

Avec IZI by EDF, c'est EDF qui s'engage en tant que contractant général et ensemblier, auprès des clients. Il est responsable et garant de la réussite des prestations, portant en propre l'assurance décennale. Il apporte ainsi des engagements forts de qualité d'exécution et de relation client, en s'appuyant sur des artisans rigoureusement sélectionnés et qualifiés.

Avec IZI by EDF, sont également proposées les offres des filiales de spécialité du groupe EDF (CHAM, IZIVIA, EDF ENR) ainsi que celles de certains partenaires stratégiques (AXA, Homiris). IZI by EDF entend ainsi apporter plus de sérénité et de confort durable aux Français.

Local Energy Management (gestion locale de l'énergie)

À l'été 2019, le groupe EDF a créé l'entité Local Energy Management (LEM) pour accélérer le développement d'offres innovantes en lien avec la gestion décentralisée de l'énergie. LEM anime des sociétés développées en intraprenariat ou en croissance externe (Agregio, Dreev, e2m, PowerShift, Store & Forecast) dont les activités recouvrent :

- l'agrégation, la gestion et la valorisation des flexibilités locales, tant à l'amont (production intermittente issue de parcs éoliens ou solaires) qu'à l'aval (capacités d'effacement des consommateurs) ;
- la commercialisation de la production d'énergie renouvelable, à travers de nouveaux modèles de fourniture tels que les *Power Purchase Agreements* (approvisionnement en EnR auprès d'un producteur renouvelable), les plateformes *Virtual Power Plant* et la vente *peer-to-peer* (permettre à des clients particuliers d'acheter à des producteurs *via* la *blockchain*) ;
- les solutions de *smart charging* pour la mobilité électrique ;
- les solutions logicielles pour l'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux *via* la prévision et le stockage d'énergie.

La filiale détenue à 100 % par EDF, Agregio, est un agrégateur qui s'adresse à deux types de clients : les producteurs d'électricité renouvelable (éolien, solaire…) et les clients consommateurs d'électricité (industriels, entreprises…). Pour les producteurs d'électricité, Agregio propose des offres sur-mesure pour optimiser et vendre leur production sur les marchés, en leur sécurisant des revenus dans la durée. Agregio s'adresse également aux consommateurs industriels et tertiaires, qui sont prêts à réduire ou à déplacer leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique.

Energy2market (e2m) est un agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales qui gère et exploite plus de 5 000 sites connectés et décentralisés de production d'énergie et de flexibilités (parcs éoliens, fermes solaires, cogénérations, biomasse, batteries de stockage…), représentant une puissance installée de plus de 4 GW. e2m commercialise également des systèmes de pilotage et d'optimisation de type Virtual Power Plant pour des clients européens.

À fin 2020, le groupe EDF se positionne parmi les leaders européens sur ces nouveaux marchés avec 8 GW d'actifs décentralisés de production ou de consommation et plus de 5 000 actifs décentralisés optimisés.

1.4.6.2 Activités gazières

Le groupe EDF utilise en Europe plus de 270 TWh de gaz. Il a développé sa stratégie gazière pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 5,4 millions de clients [(1)], de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France mais aussi en Europe, principalement au travers d'Edison en Italie, d'EDF Energy et de Luminus. Edison est, depuis le 1er août 2017, la plateforme gazière du Groupe par un contrat de services pour la gestion des actifs et le développement de ses activités amont (voir section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison »). Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros continentaux et au Royaume-Uni, ainsi que sur Dalkia (notamment pour les centrales de cogénération).

L'optimisation des flexibilités du portefeuille d'actifs GNL d'EDF SA est gérée quant à elle par JERA Global Markets, une joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

Enfin, le Groupe est présent en dehors de l'Europe, et en particulier aux États-Unis, où EDF Energy Services est un fournisseur important de gaz naturel auprès de grands clients industriels et des distributeurs.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2020, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- France (EDF et ÉS) : environ 1,9 million de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour un volume vendu d'environ 33 TWh ;
- Italie (Edison) : environ 0,9 million de clients, pour un volume vendu d'environ 83 TWh de gaz ;
- Royaume-Uni (EDF Energy) [(2)] : environ 1,9 million de clients, pour un volume vendu d'environ 30 TWh ;
- Belgique (Luminus) : environ 0,6 million de clients, pour un volume vendu d'environ 11 TWh.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

1.4.6.2.2.1 Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz et GNL du Groupe est réalisé à la fois sur les marchés gaziers à court et moyen terme et au travers d'un portefeuille diversifié de contrats court et long terme en provenance du Qatar, de Russie, des États-Unis, de Mer du Nord et d'Afrique du Nord.

Aux États-Unis, l'essentiel de l'approvisionnement provient des marchés gaziers.

Dans le reste du monde, des contrats spécifiques ont été conclus pour assurer la fourniture des centrales gaz du Groupe.

(1) Les clients sont décomptés fin 2020 en nombre de sites de livraison.

(2) Hors Irlande du Nord.

Dans le but de préserver son positionnement sur le marché final, le Groupe vise à renforcer et à diversifier son portefeuille d'approvisionnement de gaz à moyen et à long terme. En particulier, dans le GNL, EDF a souscrit des contrats moyen terme et long terme avec l'objectif, entre autres, de valoriser la capacité de regazéification du terminal méthanier de Dunkerque. De plus, en 2021, Edison devrait commencer à importer un milliard de mètres cubes de gaz par an provenant de l'Azerbaïdjan *via* un contrat à long terme (voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz »).

1.4.6.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe à travers sa filiale Edison à des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir la section 1.4.5.2.3.2 « activités dans le secteur du gaz »).

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

Afin de servir la stratégie gaz du Groupe, EDF est le principal *shipper* utilisant à long terme le terminal méthanier de Dunkerque.

À travers Edison, EDF dispose d'un droit d'utilisation de 80 % de la capacité de regazéification du terminal *offshore* de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz »).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique).

Transport de GNL par cargaison de petite taille (*small scale GNL*)

Depuis 2018 Edison mène le projet *small scale GNL* pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le territoire italien ainsi que la construction d'un premier dépôt côtier et d'un petit méthanier dédié (*small scale*), afin de contribuer à la réduction des émissions de CO_2 pour les transports maritimes et routiers (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz »).

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 190 millions de mètres cubes.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, se reporter respectivement aux sections 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées » et 1.4.5.1.2.2 « Production thermique et stockage gaz ».

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

1.4.6.2.2.3 Exploration et production (E&P)

Dans le cadre d'un recentrage stratégique, Edison a annoncé le 17 décembre 2020 la cession à Energean des activités d'exploration & production (E&P) d'hydrocarbures, hors Algérie et Norvège. Le 30 décembre 2020, Edison a annoncé la signature d'un accord avec Sval Energi pour la cession de 100 % d'Edison Norge AS qui détient les activités du secteur exploration et production d'hydrocarbures situées en Norvège (voir la section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison »).

1.4.6.3 Optimisation et *trading* : EDF Trading

Interface d'EDF sur les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading (EDFT) propose des services d'optimisation et de gestion des risques à toutes les sociétés du groupe EDF ainsi qu'à des tiers. La société intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie, principalement sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du GPL et propose des produits financiers pétroliers et environnementaux. Le GNL, le charbon et les activités de fret sont traités par JERA Global Markets en partenariat avec le japonais JERA. Au travers de sa filiale nord-américaine, EDFT est également l'un des principaux prestataires, auprès des producteurs d'électricité et des fournisseurs d'énergie, pour l'accès aux marchés de gros, ainsi que l'un des cinq premiers fournisseurs d'électricité auprès des grands clients industriels et commerciaux.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 820 salariés et est régulée par l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la *Financial Conduct Authority*.

EDF Trading fournit notamment une gamme complète de services liés aux marchés de gros à la DOAAT (voir la section 1.4.3 « Activités d'optimisation pour EDF en France ») et à la Direction Commerce en France et permet l'accès au marché aux autres entités du groupe EDF.

Le marché européen de l'électricité

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe, avec un volume d'échanges de près de 2 000 TWh chaque année. La société fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants des actifs du groupe EDF en Europe, ainsi qu'à des tiers. L'entreprise dispose d'un rayonnement géographique important et d'un volume d'activité la rendant capable de s'adapter rapidement aux évolutions du marché et de développer, le cas échéant, de nouvelles activités. En 2020, EDF Trading a développé son activité de PPA [(1)] pour soutenir le développement des énergies renouvelables et a étendu sa présence sur les marchés nordiques.

Le marché européen du gaz

EDF Trading est également l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe, avec un volume d'échanges de plus de 590 Gm3 (milliards de mètres cubes) chaque année. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, les capacités de transit, les contrats de fourniture de long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF, et aux clients tiers, des solutions complètes sur le marché de gros du gaz. En 2020, EDF Trading a étendu ses flux d'activité auprès d'un nombre accru de clients et de fournisseurs en Europe et de quelques grands acteurs intervenant sur les marchés européens pour couvrir leur portefeuille.

Les marchés de gros nord-américains

Leader sur les marchés de gros de l'énergie en Amérique du Nord où elle bénéficie d'une présence géographique étendue, EDF Trading North America propose des solutions aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique nord-américaine. Elle offre des solutions de gestion de l'énergie, l'approvisionnement en gaz naturel et des services de *dispatch* en temps réel pour les producteurs d'électricité aux États-Unis. En tant qu'un des principaux fournisseurs de services de production aux centrales électriques aux États-Unis, EDF Trading North America gère plus de 29 GW pour 105 centrales électriques. Pour les agrégateurs d'énergie de détail, la société fournit des services d'approvisionnement sur le marché de gros ainsi que des services d'interface avec les ISO (*Independent System Operators*).

Les opérations de vente au détail en Amérique du Nord

Classée dans le top 5 des fournisseurs d'électricité aux clients commerciaux et industriels en Amérique du Nord, l'équipe d'approvisionnement et de services au détail offre du gaz naturel, de l'électricité et des produits environnementaux à un portefeuille de clients industriels et commerciaux et gère un portefeuille de 2,6 GW d'effacement clients. Certains de ces clients sont également présents en Europe, ce qui permet à EDF Trading de répondre à leurs besoins à l'échelle mondiale. En 2020, EDF Trading a étendu sa couverture du marché et a développé son activité pour répondre à l'intérêt de ses clients industriels et commerciaux pour un approvisionnement en énergie renouvelable.

Les produits environnementaux

EDF Trading est engagé sur le marché des produits environnementaux et, en tant que filiale de l'un des principaux producteurs d'énergies renouvelables, propose une large gamme de produits de couverture multi-commodité répondant aux objectifs de décarbonation du groupe EDF et de clients tiers dans le monde. EDFT intervient sur les marchés du carbone (marché de la compliance et marché volontaire), des garanties de certificats d'origine en Europe, des certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis et des certificats internationaux d'énergie renouvelable dans le reste du monde. Par ailleurs, la société est un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques sur les dérivés climatiques en Europe. En 2020, EDF Trading a développé son activité en soutien aux initiatives du Groupe dans le marketing vert et afin de proposer des certificats de grande qualité environnementale aux clients souhaitant compenser leur empreinte carbone.

Les marchés internationaux

Suite à la vente de ses activités dans le charbon et le fret à JERA en avril 2017 et à la fusion, en 2019, de ses activités d'optimisation du GNL et de *trading* dans JERA Global Markets, EDFT détient une participation de 33 % dans JERA Global Markets, l'un des principaux négociants d'énergie par voie maritime. En 2020, la société a continué à développer ses activités à l'international, en particulier sur le marché du GPL. EDF Trading a également fait son entrée sur le marché japonais de l'électricité.

(1) *Power purchase agreement.*

1.4.6.4 Autres participations

EDF Trading Logistics

Avec un volume de 1,1 million de tonnes de fioul livrées et 0,7 million de tonnes de charbon traitées en 2020, EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul et biomasse liquide. Il organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul, biomasse liquide et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du Groupe en France continentale, en Corse et Outre-mer, en étroite collaboration avec la DOAAT, EDF PEI et SEI. Il contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Montoir de Bretagne.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise au Groupe pour ce qui concerne la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses), périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001 renouvelée le 31 octobre 2019, et dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.5 Recherche et développement, brevets et licences

Les activités de Recherche & Développement (R&D) menées par le groupe EDF sont portées d'une part par la Direction Recherche et Développement d'EDF – EDF R&D et d'autre part par certaines filiales du Groupe. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la stratégie CAP 2030 du Groupe. Un dispositif de coordination (« Charte R&D ») de ces dernières a été établi au niveau du groupe.

La R&D du groupe EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre les métiers du Groupe. Elle emploie 2 663 [(1)] collaborateurs dans le monde.

Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables et stockage, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, *management* d'énergie, commerce et services, systèmes d'information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes.

EDF R&D est à ce jour organisée autour de plusieurs sites situés en France et à l'international principalement en Allemagne, au Royaume-Uni, en Chine, aux États-Unis, à Singapour et en Italie.

Le centre principal d'EDF R&D, est implanté depuis 2016, à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay. À fin 2020, la R&D d'EDF compte 1839 collaborateurs en France 30 nationalités sont représentées.

La R&D du groupe EDF a pour missions principales d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe, en leur apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes, et de contribuer à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Le groupe EDF a défini en 2020 sa « raison d'être » : Construire un avenir énergétique neutre en CO_2, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

La R&D se mobilise pour viser l'ambition ainsi définie. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes thématiques :

- la transition électrique ;
- la transition climatique ;
- la transition numérique et sociétale.

En 2020, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 685,2 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF, 518 millions d'euros ainsi que de celle conduite par certaines filiales en propre et principalement de Framatome, EDF Energy et Edison. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens.

À noter que 98 %des budgets d'exploitation d'EDF R&D en France sont dédiés à la décarbonnation et à la transition des systèmes énergétiques. Ceux-ci portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage d'électricité, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

1.5.1 Les priorités de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel leader mondial des systèmes électriques décarbonés.

Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes thématiques, en cohérence avec le projet CAP 2030 :

- la transition électrique : l'électricité, surtout si elle est produite par des moyens peu émissifs en CO_2, va jouer un rôle majeur dans la décarbonation des usages finaux de l'énergie. Parmi ces usages, la mobilité électrique et les méthodes de production de chaleur innovantes sont des leviers importants de développement pour EDF ;
- la transition climatique : ce thème regroupe les sujets autour des moyens de production électriques d'EDF. Le groupe EDF, champion des énergies décarbonées, ambitionne que ses moyens soient le plus faiblement émetteurs de CO_2 possible et par conséquent fortement contributeurs aux objectifs climatiques des accords de Paris ;
- la transition numérique et sociétale : ce thème marque l'avènement des objets connectés et des outils numériques qui se développent de façon exponentielle depuis quelques années dans les univers domestiques et professionnels. Cette transition est indissociable d'une évolution très forte de nos modes de vie et de nos comportements vis-à-vis des usages de l'énergie.

Les travaux de recherche sur les réseaux menés pour Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services, qui fixe des obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur. Enedis mène par ailleurs un programme complémentaire de R&D indépendamment de ce qui est contractualisé par EDF R&D.

1.5.1.1 La transition électrique

Le développement de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables réparties, des nouvelles solutions de stockage d'énergies, les évolutions technologiques (numérisation, compteurs communicants) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent à ces derniers d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Les nouveaux contextes législatifs ou réglementaires européen et français avec le Clean Energy for All Europeans package, la SNBC et la PPE ainsi que les diverses incitations fiscales pour l'électrification des usages – soutien au développement du véhicule électrique, au remplacement des chaudières fioul par des pompes à chaleur – dessinent également un nouveau paysage énergétique.

Les travaux technico-économiques et réglementaires réalisés par la R&D, pour certains menés en partenariat avec le CSTB, ont permis de démontrer de façon solide la cohérence entre la généralisation des usages électriques dans l'habitat et le tertiaire et la trajectoire fixée par la Stratégie Nationale Bas Carbone. Ces résultats, partagés durant les phases de concertation publique autour de la première réglementation environnementale applicable aux bâtiments neufs, ont contribué à orienter résolument le parc bâti vers la neutralité carbone avec une première étape dès 2021.

(1) Comptabilisés en ETP temps plein.

La transition électrique des bâtiments et de l'industrie a également un rôle à apporter pour favoriser le développement des énergies renouvelables réparties. Les usages électriques deviennent tous connectés et pilotables, du simple radiateur à la borne de recharge de véhicule électrique en passant par de plus en plus d'usages des produits blancs. Ils sont capables de proposer de nouvelles flexibilités au système électrique.

Le client d'EDF devient un consom'acteur disposant d'informations en quasi-temps réel sur sa consommation, des conseils avancés pour réaliser des économies, et des propositions d'actions d'efficacité énergétiques au travers d'interfaces digitales de plus en plus sophistiquées. Les box et stations connectées proposées par les filiales du groupe EDF disposent d'algorithmes développés par la R&D d'EDF qui savent piloter en dynamique tous les usages afin d'atteindre les objectifs fixés par le ménage : un budget, un niveau de confort, des émissions de CO_2, un taux d'autoproduction.

La dynamique de la transition énergétique dans les territoires fait émerger de nouveaux usages de l'électricité et de nouvelles attentes. En effet, des communautés énergétiques apparaissent : des villes ont émis le souhait d'optimiser les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et ambitionnent de devenir des *smart cities* ou « villes durables ».

Dans ce domaine la R&D d'EDF contribue à l'industrialisation et à la performance de ces éco-systèmes territoriaux. Au-delà de la structuration juridique et économique des communautés énergétiques qui se créent autour d'un projet d'autoconsommation collective, les chercheurs de la R&D contribuent à lever les verrous techniques liés au suivi en temps réel des flux d'électricité produits et consommés localement.

Les enjeux autour de la *data* se retrouvent également dans le domaine des réseaux de chaleur et de froid. La R&D d'EDF a ainsi contribué à concevoir des jumeaux numériques des réseaux capables d'optimiser notamment leur fonctionnement.

Enfin la R&D accompagne les territoires comme la dynamique collective qui anime les industriels de la plaque de Fos ou du grand port maritime de Dunkerque en menant des projets expérimentaux d'optimisation d'énergie et de matière à la maille du territoire.

En matière de mobilité électrique le sujet du stockage sur batterie est clé. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou de réduire leur coût. La R&D étudie également les applications stationnaires de la seconde vie des batteries de mobilité (couplage aux énergies renouvelables, services système, etc.). À plus long terme, la R&D mène une démarche similaire sur les technologies hydrogène appliquées à la mobilité tant sur les électrolyseurs, les stations de charge que sur les piles à combustibles (*fuels cells)* pour le transport lourd ainsi que les véhicules légers.

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose également sur la décarbonation des systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et ceci implique de relever de nouveaux défis tels que :

- gérer la variabilité des sources de production issues d'énergies renouvelables et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques : EDF R&D travaille notamment dans le contexte du projet européen EU-SysFlex avec 34 partenaires en Europe sur le développement de nouvelles sources de flexibilité pour atteindre les objectifs de 50 % d'ENR en Europe à l'horizon 2030 ;
- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux ;
- optimiser les flux d'électricité en Europe ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés etc.) en les intégrant dans les systèmes énergétiques à plus grande échelle ;
- adapter le pilotage des systèmes électriques pour faire face à une diminution de l'inertie du système électrique dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production.

1.5.1.2 La transition climatique

Dans le domaine de la production centralisée, nucléaire, hydraulique et thermique, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour améliorer la sûreté des moyens de production, optimiser leur durée de fonctionnement et accroître leurs performances de production et environnementales. Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'atout nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables en réduisant leurs coûts et en accroissant leur insertion dans les systèmes électriques et améliorer l'acceptabilité environnementale de nos ouvrages de production.

1.5.1.2.1 Conforter et pérenniser la production nucléaire peu émettrice de CO_2 du Groupe

1.5.1.2.1.1 S'agissant d'EDF

La R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement.

Plus globalement, le groupe EDF (EDF et Framatome) est associé au CEA dans l'Institut Tripartite pour mener des actions de R&D, partenariat renouvelé en 2020. Dans ce cadre, les 3 partenaires ont lancé dès 2017 la démarche « Initiatives pour l'Usine Nucléaire du Futur » structurée en briques technologiques qui servent à la fois le Parc en exploitation et le Nouveau Nucléaire. Cette démarche, qui, en 2020, compte déjà plus de 25 briques, est organisée autour de thématiques sur le numérique, la sûreté et la maîtrise des risques, ainsi que sur les matériaux, les structures et leur fabrication Plusieurs briques technologiques visent par exemple à acquérir et capitaliser la connaissance des mécanismes de vieillissement des composants ayant un impact sur la durée de fonctionnement des tranches nucléaires du groupe EDF. D'autres briques visent à modéliser plus finement les agressions impactant les centrales comme le séisme ou les incendies en milieu confiné en développant des approches phénoménologiques couplées à de la simulation numérique à grande échelle.

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

Fort de la réussite de l'expérience ConnexLab visant à tester de nouveaux concepts d'exploitation et de maintenance, la R&D a lancé en 2020 le projet « Réacteur Numérique » qui est notable pour la Filière Nucléaire car il regroupe 9 partenaires clés (EDF, CEA, FRAMATOME, PME, ETI et académiques) pour bâtir une offre de produits et de services de simulation innovants dans le domaine de la physique des réacteurs.

Ce projet va permettre à tout exploitant de disposer d'un jumeau numérique représentatif de son installation pour pouvoir s'entraîner à la conduite des réacteurs. En outre, il permettra d'offrir aux ingénieries et aux bureaux d'études de la filière un environnement de calculs basés sur les meilleures techniques disponibles tant au niveau des puissances de calculs disponibles que des codes scientifiques à l'état de l'art.

Par ailleurs, la R&D contribue à l'avant-projet sommaire du réacteur SMR (*Small Modular Reactor*) appelé Nuward.

1.5.1.2.1.2 S'agissant de Framatome

En 2020, Les développements réalisés au sein de la Direction Technique et de l'Ingénierie, ont notamment porté sur :

- la mise à niveau des logiciels et méthodes de justification des réacteurs, utilisés pour établir les rapports de sûreté. On y trouve notamment les calculs neutroniques de puissance des cœurs, et les analyses de comportement thermo-hydraulique en cas d'accidents ;
- Le logiciel de thermo-hydraulique accidentelle CATHARE 3, ainsi que le projet de chaîne de simulation neutronique avancée (« ODYSSEE »), mené en partenariat avec EDF ;
- la conception des composants primaires des réacteurs. Les progrès de cette R&D concernent la prise en compte des nouvelles exigences de la réglementation, et la capacité à justifier le comportement des équipements jusqu'à 60 ans ;
- l'utilisation de méthodes d'apprentissage avancées pour accélérer nos études.

Une partie de ces développements est faite en partenariat avec le CEA, EDF ou l'IRSN.

Les développements concernant les activités de services de la Business Unit Base Installée ont permis des avancées significatives : maîtrise des procédés de soudage, amélioration continue des équipements d'intervention sur les centrales PWR et BWR, ainsi que consolidation d'une offre de services et produits digitaux innovants au profit de la performance de nos clients.

Pour la Business Unit Projets-Composants, l'Usine de Framatome Le Creusot a continué son programme de fiabilisation des fabrications de pièces en aciers faiblement alliés pour le Projet EPR2 : caractérisation complète de pièces de démonstration réalisées à partir de nouveaux processus de fabrication afin de répondre aux exigences de la réglementation ESPN. Une cartographie carbone d'un lingot de fort tonnage étudié en partenariat avec Industeel devrait permettre d'adapter en conséquence le forgeage d'un fond primaire de générateur de vapeur en 2021 sans ségrégation.

La Business Unit Instrumentation et Contrôle-Commande poursuit le développement des produits d'instrumentation nucléaire et de Contrôle-Commande de sécurité, notamment le développement de la prochaine génération de contrôle commande digital sécuritaire compatible avec le TELEPERM XS qui répond à la demande sur les futurs projets de rénovation de contrôles-commandes grâce à des améliorations technologiques importantes (performance, compacité, robustesse et une résistance accrue aux agressions).

1.5.1.2.2 Appui au développement des énergies renouvelables, stockage et hydrogène

La deuxième priorité est celle de l'appui au développement des énergies renouvelables en France et à l'international qui jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen et mondial.

S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les *start-ups*. Les énergies renouvelables et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie, batteries électrochimiques volants d'inerties, batteries à flux, supercapacités, électrolyseurs, piles à combustibles (hydrogène), stockage thermique de chaleur et de froid.

À titre d'exemple, dans le domaine du solaire photovoltaïque, EDF Renouvelables a lancé des centrales innovantes qui sont en cours de prototypage expérimental, comme l'agri-photovoltaïque, le photovoltaïque flottant ou les centrales photovoltaïques bifaciales. Des outils de dimensionnement et de calcul des productibles photovoltaïques spécifiques sont en général développés en parallèle. Par ailleurs, des expérimentations en laboratoires permettent d'appréhender les modes de défaillance et les modes de dégradation de ces nouvelles technologies (panneaux photovoltaïques, batteries électrochimiques, électrolyseurs, éoliennes…), dont les technologies évoluent régulièrement.

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, de stockage et de systèmes de production d'hydrogène par électrolyse alimentés par de l'électricité bas carbone du groupe EDF.

1.5.1.2.3 Acceptabilité environnementale des ouvrages

La troisième priorité vise à améliorer l'acceptabilité environnementale de nos ouvrages de production. Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète rendent légitime le choix d'EDF pour un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D ont pour but de :

- contribuer par son expertise scientifique et technique aux modalités de mise en œuvre des évolutions de la réglementation ;
- justifier que nos installations de production sont au niveau des meilleures techniques disponibles à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser nos impacts sur les milieux aquatiques et terrestres, valoriser nos actions de progrès, limiter et valoriser nos sous-produits ;
- savoir anticiper et répondre aux évolutions du changement climatique, par exemple mieux connaître la robustesse des sources froides des centrales à l'horizon du changement climatique ; mais aussi étudier les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau liée à l'évolution du climat et des territoires ;
- contribuer à valoriser nos actions positives auprès des parties prenantes dans les territoires.

Ainsi depuis de nombreuses années, EDF s'est dotée d'équipes de recherche dédiées aux questions de la biodiversité. Un programme de recherche ambitieux qui vise à développer des outils performants pour évaluer et maîtriser ses impacts sur la biodiversité est en cours actuellement et délivre des résultats utilisables immédiatement pour mieux connaître scientifiquement les impacts des moyens de production d'EDF sur la biodiversité et améliorer de façon continue la biodiversité au voisinage des centrales de production.

1.5.1.3 La transition numérique et sociétale

La transition numérique impacte l'ensemble du système électrique et est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Le programme de recherche en Technologies de l'Information s'attache :

- d'une part à comprendre et anticiper les impacts pour les métiers du Groupe et les ruptures possibles provoquées par des technologies comme l'intelligence artificielle (IA), l'Internet des objets (IOT), la téléphonie 5G, la cyber-sécurité, les *blockchains*, le calculateur quantique, la réalité virtuelle… ;
- d'autre part à maintenir et à développer un écosystème transverse de calcul scientifique au service des études conduites par la R&D et les ingénieries.

L'année 2020 a été marquée par la confirmation du rôle central pris par l'IA au sein du programme d'une part comme technologie fondatrice qui permet d'exploiter la valeur d'important volume de données mais est également de plus en plus associée à d'autres technologies numériques comme la cybersécurité (détection des intrusions), de la simulation numérique (hybridation des modèles physiques et statistiques, de l'IOT ou encore de la *Blockchain*).

Dans la continuité du Manifeste de l'IA pour l'industrie, nous avons lancé un laboratoire commun avec Thales et Total consacré à l'IA avec pour objectif de développer des méthodes adaptées à nos enjeux industriels et en particulier ceux des systèmes critiques. Une feuille de route ambitieuse a été tracée portant sur l'explicabilité, l'apprentissage par renforcement et l'IA et la simulation.

Comme les années précédentes nous avons largement contribué aux travaux des *Tasks Force* Groupe sur les technologies de rupture du numérique à savoir la *Task Force* IA, la *Task Force* IOT et la *Task Force Blockchain*. Il est important de mentionner le rôle prépondérant de ce programme dans l'incubation de nombreux cas d'usages notamment dans la sécurisation des transferts de données de production ou pour le traçage de l'origine de l'électricité.

La R&D s'est vu confiée cette année le pilotage de la *Task Force* 5G d'EDF qui a permis d'identifier 7 cas d'usages clés pour les métiers du groupe en expérimentation. Des travaux de R&D sont menés autour du 5G Living Lab, de l'étude de la cybersécurité et de la veille technologique.

Coté simulation, nous avons engagé une réflexion en profondeur sur notre environnement logiciel de simulation en concevant une plateforme de simulation en mécanique (nouvel outil, plus ergonomique et plus intuitif) fruit de bientôt 20 ans de développement en s'appuyant sur un benchmark complet avec les outils leaders du marché qui a permis de conforter notre stratégie et le recentrage sur les modules clés pour nos études.

Pour soutenir la transition numérique, la R&D continue à investir dans des supercalculateurs puissants qui cumuleront une puissance nominale de 15 PFlops en 2021 et qui sont indispensables aux études de simulation de la physique mais aussi pour les modèles d'apprentissage automatique d'intelligence artificielle.

Les énergies sont également, plus que jamais, au cœur des enjeux des sociétés modernes, avec des questions autour de la disponibilité de celles-ci, de leurs impacts climatiques, environnementaux, économiques et géopolitiques, de la résilience des systèmes énergétiques, et de l'accès de tous à l'énergie. La transition énergétique a pour horizon 2050 et imposera pour les trente années qui viennent un rythme de changement très fort du côté des usages, un changement tant technique et industriel que des modes de vie et de consommation. L'enjeu de la neutralité carbone pourrait induire des changements sans précédent des grands systèmes qui structurent nos vies. Il est donc essentiel d'anticiper les conséquences sociétales et sociales de ces évolutions, en lien avec les dynamiques indépendantes aujourd'hui à l'œuvre dans la Société. La R&D développe des outils spécifiques pour appréhender ces enjeux sociétaux et dispose de chercheurs en sciences humaines et sociales pour comprendre ces évolutions :

- le laboratoire des tendances est un dispositif exploratoire, multidisciplinaire et collaboratif, qui appréhende les tendances sociétales, identifie des champs de veille et des questions qui font débat pour le groupe EDF. Enfin, il approfondit certains thèmes émergents ou structurants ;
- le Design Lab met l'expérience d'usage au cœur de sa démarche. Il pratique les différentes formes de design (industriel, information, service, stratégique) pour concevoir des propositions et solutions industrielles ;

- les relations étroites nouées avec l'écosystème d'innovation (start-ups, fab lab…) permettent enfin d'envisager de nouvelles pratiques d'innovation et de co-innovation. En 2020, 45 collaborations étaient engagées avec des *start-ups* ou PME innovante

1.5.1.4 Les partenariats d'EDF R&D et l'international

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D noue de nombreux partenariats tant en France qu'à l'international avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international.

En France, la R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. Le principal partenaire académique en France est le CNRS avec lequel EDF a renouvelé en 2019 pour cinq ans l'accord cadre de collaboration. La R&D a également mis en place depuis plusieurs années une quinzaine de laboratoires communs avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par différents guichets nationaux ou européens. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance pour tous les partenaires, et constitue un atout pour participer à des projets coopératifs. En 2020, la convention de laboratoire commun 4EVLab, qui associe le Laboratoire des Sciences de l'Ingénieur pour l'Environnement de La Rochelle Université et le CNRS sur l'énergétique du bâtiment (enveloppe du bâti, qualité de l'air intérieur en lien avec l'efficacité énergétique, confort et énergétique des villes), a été renouvelée. En outre un nouveau laboratoire commun a été lancé, associant EDF, Framatome et l'INSA de Lyon dans le domaine de la simulation numérique du soudage.

La R&D soutient également quelques chaires d'enseignement et de recherche ciblées.

La R&D est aussi présente au sein des Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'Investissements d'avenir tels que l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF), France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, ou encore Vedecom sur la mobilité électrique.

Le groupe EDF est à l'initiative de ConnexITy, un programme de R&D ayant pour objectif de rapprocher grâce au numérique les acteurs de la filière nucléaire afin de simplifier l'exploitation, la préparation des chantiers et la conception des centrales.

EDF est aussi membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia pour le nucléaire ou EASE pour le stockage.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay comme par exemple le Groupement d'intérêt SEISM sur le séisme qui associe CentraleSupélec, l'ENS Paris-Saclay, le CNRS, le GRGM et EDF ou encore l'Unité Mixte de Recherche IMSIA (Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles) associant l'ENSTA, le CNRS, le CEA et EDF.

La R&D d'EDF a également mis en place un centre international de recherche sur le vieillissement des matériaux, le MAI pour Material Ageing Institute, regroupant, aux côtés d'EDF, la plupart des grands exploitants nucléaires mondiaux.

Sur le plan de sa présence à l'international, depuis le début des années 2000, EDF dispose d'un centre de recherche en Allemagne – EIFER – en collaboration avec le Karlsruhe Institute of Technology (KIT). EIFER est le centre de référence pour le domaine hydrogène et appuie à ce titre la filiale du Groupe Hynamics dédiée au développement commercial de solutions hydrogène sur les marchés industriels et mobilité lourde. Les équipes d'EIFER sont également pleinement mobilisées sur les thématiques liées aux villes et territoires durables, à la géothermie et aux biofuels.

EDF R&D UK Center consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique, notamment avec l'université de Strathclyde dans le domaine des renouvelables ainsi qu'avec l'université de Manchester, l'Imperial College, le National Nuclear Laboratory (NNI) ou l'université de Bristol dans le domaine du nucléaire. Le centre est un appui direct pour le développement des activités des *business units* d'EDF que ce soit dans le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR et désormais déconstruction avec l'annonce par EDF UK de la fermeture programmée de plusieurs réacteurs), et dans les nouveaux projets avec la mise en place d'une antenne à Bristol pour soutenir le projet HPC notamment sur les problématiques environnementales du site. Le centre est également pleinement mobilisé, dans le *digital* clients ou les projets éoliens *offshore* dont il est le centre de référence pour tous les projets du Groupe en France et à l'international.

En Italie, la Direction *Research, Development & Technological Innovation* (RD&TI) d'Edison supporte, à moyen et à long terme, la stratégie et, à plus court terme, le développement de nouveaux services et offres pour Edison. Plus particulièrement, l'activité de R&D d'Edison se focalise sur les thématiques suivantes : smart home & IoT, cellules photovoltaïques avancées, stockage d'énergie, hydrogène, mobilité électrique (en particulier, solutions *vehicle-to-grid* et *vehicle-to-home*). Les équipes et les laboratoires sont essentiellement localisés sur deux sites, appelés les « *Officine Torino* » et « *Officine Milano* », situés dans des espaces d'innovation des deux « Politecnici » italiens (Milan and Turin), ce qui favorise les coopérations et ancre profondément Edison RD&TI dans le monde de la recherche et de l'innovation en Italie.

Le centre basé à Pékin est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents (courant continu, 5G), ou les installations nucléaires (voir la section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »). En 2020, avec l'appui des départements de la R&D France, le centre a fortement contribué au lancement d'un nouveau business digital par EDF China en partenariat avec la société Yuansuan. Le centre est également actif dans les domaines de la ville durable et plus largement des projets locaux multi-énergies alliant électricité, biomasse, réseaux de chaleur et de froid. Il est également en appui de la nouvelle entité de développement dans les énergies renouvelables établie en Chine.

Aux États-Unis, le secteur R&D et Innovation est l'un des plus importants et dynamiques au monde. Le Groupe dispose depuis plusieurs années d'un centre de R&D et Innovation, installée dans la Silicon Valley, qui accompagne le développement aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de ce laboratoire couvrent notamment l'appui direct à la filiale du groupe EDF Renewables North America mais également l'analyse des tendances technologiques et digitales *via* une équipe dédiée, le *market design* et l'évaluation de nouveaux modèles d'affaire pour le Groupe aux USA.

À Singapour, le centre de R&D se consacre principalement à la promotion et à la mise en œuvre du savoir-faire du Groupe dans le domaine de la ville durable et à porter les différentes offres du Groupe. Le Lab Singapour s'est plus particulièrement orienté en 2020 sur l'industrialisation des solutions de micro-grids à coût compétitif et à énergie renouvelable élaborées et testées avec son démonstrateur sur l'île de Semakau au large de Singapour.

1.5.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels enregistrés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2020, le portefeuille d'EDF et d'Enedis comprend 716 innovations brevetées et protégées par 2 103 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2020, EDF a déposé 66 demandes de brevets [(1)] (61 en 2019).

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 90 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi, cette marque, les noms de domaines Internet et les logos EDF font l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque « EDF », la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque « EDF ».

Le Groupe a également déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Le portefeuille de marques du Groupe géré par EDF à fin 2020 compte environ 558 dénominations, protégées par plus de 1440 titres, hors portefeuille propre des filiales.

(1) Il est précisé qu'Enedis a déposé cinq demandes de brevet.

EDF fait face à de nombreux défis dans un monde en pleine mutation. Le Groupe met tout en œuvre pour être à la hauteur de ces défis et maîtriser les risques auxquels il est exposé.

Le modèle d'affaires d'EDF est notamment basé sur la performance économique et environnementale, en s'appuyant sur des métiers tournés vers la transition énergétique, la R&D et l'innovation. Il repose sur une ambition humaine forte et sur l'engagement des salariés, appelés à maintenir la performance opérationnelle, en toute sécurité et sûreté, tout en adaptant les activités, compétences et modes de travail.

16,2 Mds€	**1**	**1,9**	**71 %**	**70 000**
EBITDA 2020 DU GROUPE	ESS NIVEAU 2 (1)	LTIR GLOBAL (2)	SALARIÉS FORMÉS (2)	COLLABORATEURS CONNECTÉS À DISTANCE SIMULTANÉMENT (4)

(1) En 2020 : ESS = Evènement significatif lié à la sûreté nucléaire sur l'échelle INES.

(2) En 2020 : LTIR du groupe EDF et de ses prestataires.

(3) % de salariés ayant suivi une action de développement des compétences en 2020 malgré la crise sanitaire.

(4) pendant la crise sanitaire démontrant ainsi la résilience des Systèmes d'Information.

Crédit photo : ©EDF – Xavier Popy / Agence REA

2

FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE *

2.1 GESTION DES RISQUES ET MAÎTRISE DES ACTIVITÉS 98

2.1.1 Environnement de contrôle 98
2.1.2 Focus sur la 2e ligne de maîtrise : dispositifs de contrôle transverses 99
2.1.3 Focus sur la 3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe 104
2.1.4 Les contrôles externes 105

2.2 RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ 105

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques 107
2.2.2 Risques financiers et de marché 111
2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques 113
2.2.4 Performance opérationnelle 116
2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires 121

La section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités » décrit les dispositifs de maîtrise des risques et des activités s'appliquant à l'ensemble du Groupe.

La section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé », décrit les risques les plus importants auxquels le Groupe estime être exposé, en tenant compte de sa spécificité

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités

Cette section présente les dispositifs de maîtrise des activités et de gestion des risques s'appliquant à l'ensemble du Groupe pour l'année 2020. Ces dispositifs, élaborés et mis en œuvre dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau, s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe. Ils obéissent aussi aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne (publié le 22 juillet 2010). Ils s'appuient enfin sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO-2013.

2.1.1 Environnement de contrôle

Cadre : le corpus des politiques Groupe

Le groupe EDF a organisé depuis 2017 la maîtrise des activités et des risques autour des politiques Groupe, validées et signées par le Comex. Ce corpus définit l'ensemble des exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans l'ensemble des entités et filiales du Groupe. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences aux évolutions réglementaires ou aux orientations stratégiques. Un travail de révision des politiques Groupe au regard de la raison d'être a été entrepris en 2020.

Finalités du dispositif de maîtrise

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique « Principes de fonctionnement, Maîtrise des Risques et Contrôle Interne » a pour finalités :

- d'identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités susceptibles d'impacter les objectifs du Groupe, de manière à s'assurer de l'existence et de la mise sous contrôle de plans d'actions pertinents et efficaces ;
- d'assurer en permanence :
  - la conformité aux lois et règlements, y compris ceux relatifs à l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau,
  - le bon fonctionnement des processus et des projets,
  - la fiabilité des informations financières et extra-financières,
  - le respect des politiques Groupe,
  - et la maîtrise des activités et des risques de toute nature.

Principes de mise en œuvre

Les principes fondamentaux de mise en œuvre sont fondés sur le modèle des trois lignes de maîtrise :

- 1re ligne de maîtrise : chaque *manager* à tout niveau, est responsable d'identifier et de maîtriser les principaux risques liés à ses activités, de s'assurer de cette maîtrise pour les missions qu'il a lui-même confiées à ses collaborateurs, d'adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés et d'en rendre compte de façon formelle et régulière à son propre *manager* au moyen d'autoévaluations ;
- 2e ligne de maîtrise : les fonctions d'appui définissent les exigences communes à l'ensemble du Groupe et animent leur mise sous contrôle. Leur contribution à la maîtrise des activités du Groupe est précisée en section 2.1.2. Parmi elles, les fonctions risques et contrôle interne assurent l'animation du dispositif global de maîtrise et l'élaboration des rapports à destination des instances de gouvernance du Groupe ;
- 3e ligne de maîtrise : le dispositif d'audit, indépendant, permet de vérifier la pertinence et l'efficacité des dispositifs de maîtrise des activités et des risques des entités du Groupe, de vérifier la maîtrise des principaux processus transverses et projets majeurs du Groupe, et plus généralement, de vérifier le niveau de contrôle des risques du Groupe (voir la section 2.1.3).

L'ensemble des dispositifs fondés sur les trois lignes de maîtrise permet d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une « assurance raisonnable » quant à l'identification et la couverture des principaux risques.

1ère ligne	**54 entités opérationnelles**	• Respectent les exigences du corpus des 40 politiques Groupe • Mettent en place des contrôles de 1er niveau adaptés à leurs risques et enjeux • Réalisent chaque année une cartographie des risques et une auto-évaluation de leur dispositif de maitrise • Mettent en œuvre des plans d'actions de progrès et de traitement des risques
2ème ligne	**Directions fonctionnelles support***	• Définissent et actualisent les 40 politiques Groupe • Définissent les fiches de contrôle et d'auto-évaluation de leur domaine à destination des entités opérationnelles / première ligne de maîtrise • Mettent en place des contrôles de 2ème niveau organisés au sein de leurs fonctions • Analysent la fiabilité des auto-évaluations des entités • Coordonnent les plans d'actions de progrès et de traitement des risques de leur fonction
3ème ligne	**Audit interne (voir 2.1.3)**	• Evalue de manière indépendante l'ensemble du dispositif • Fait des recommandations que les entités doivent intégrer en actions de progrès • Fournit aux instances de gouvernance l'assurance raisonnable de l'efficacité de l'ensemble du système (intégrant notamment les 1ère et 2ème lignes)

* Les politiques Groupes, portées par les directions fonctionnelles de la 2ème ligne de maîtrise, concernent les thèmes suivants : achats et contract management, communication - relations institutionnelles - partenariats, développement durable, éthique et conformité, finances et marchés, gestion de crise et continuité d'activité, gestion de la donnée, immobilier, juridique, management de projets, ressources humaines, contrôle interne, services généraux, sûreté et sécurité du patrimoine, système d'information.

Périmètre

Concernant le périmètre contrôlé (qui n'inclut pas les filiales gestionnaires d'infrastructures régulées), ces finalités et principes sont mis en œuvre par les entités ou filiales, qui s'assurent elles-mêmes de leur mise en œuvre dans les entités ou filiales qu'elles contrôlent.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales gestionnaires d'infrastructures régulées et participations significatives), les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent de la mise en place d'un dispositif de maîtrise des activités et des risques, d'une information régulière sur la cartographie des risques, le contrôle interne et les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils peuvent également s'assurer de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit d'entité périodique. Les principes applicables font l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

Les instances de pilotage

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». Chaque membre du Comité exécutif a la responsabilité de déployer toutes les actions nécessaires à la maîtrise des risques de son périmètre.

Le Comité des risques

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques au cours duquel il examine notamment la cartographie des risques du Groupe, le bilan des activités du contrôle interne et les activités d'audit (programme annuel, résultats). Il identifie les risques prioritaires du Groupe, partage leur stratégie de traitement et désigne les membres du Comité exécutif qui en sont les « sponsors ».

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, le Comité des engagements du Comité exécutif (CECEG) [1] examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.2.3 « Approbation des engagements »).

2.1.2 Focus sur la 2e ligne de maîtrise : dispositifs de contrôle transverses

La deuxième ligne est composée de l'ensemble des directions fonctionnelles, en charge d'animer et coordonner la mise en œuvre des politiques Groupe qu'elles portent. Ce focus porte spécifiquement sur les dispositifs de contrôle transverse suivants : cartographie des risques et rapport de maîtrise des activitités et des risques, programme éthique et conformité, approbation des engagements, fiabilité de l'information financière, gestion de crise et continuité d'activité, assurances.

À noter : les aspects relatifs aux ressources humaines du Groupe, incluant notamment la maîtrise des risques relatifs à la santé et la sécurité des salariés et des prestataires, sont détaillés dans la section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants » du document d'enregistrement universel.

2.1.2.1 La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des activités et des risques

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (54 entités en 2020 couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel sur la maîtrise de ses activités et de ses risques réalisé à partir d'une autoévaluation incluant la description de ses actions de progrès. Chaque rapport donne lieu à un engagement signé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées.

Ce rapport inclut notamment le contrôle interne, le *reporting* de sécurité du patrimoine et le *reporting* d'éthique et conformité.

La partie relative à l'éthique et la conformité répond aux exigences de la politique Éthique et Conformité Groupe, incluant : le dispositif d'alerte éthique ; la prévention du risque de corruption (contrôle d'intégrité des relations d'affaires, encadrement des cadeaux et invitations) ; la déontologie financière (prévention du risque de blanchiment et financement du terrorisme, prévention des abus de marché, et conformité au règlement EMIR [2]) ; la prévention des manquements au droit de la concurrence ; la prévention des conflits d'intérêts ; la conformité aux règles de protection des données personnelles ; la lutte contre la fraude ; la lutte contre le harcèlement et la discrimination ; le devoir de vigilance ; la conformité aux réglementations sectorielles (réglementation REMIT [3] sur l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie, réglementations *Export Control* concernant les biens à double usage) ; la conformité aux programmes de sanctions internationales.

La partie relative à la sécurité du patrimoine répond aux exigences de la politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance, incluant : la sécurité des personnes en déplacement à l'international, la sécurité du patrimoine matériel et la sécurité du patrimoine immatériel (identification, classification et protection des informations sensibles).

Outre ces thèmes, les autoévaluations des entités rendent compte plus généralement de la maîtrise de l'ensemble de leurs activités « métiers » et de l'ensemble des exigences des autres domaines transverses recensées dans les politiques Groupe, en cohérence avec leur cartographie des risques.

Enfin, les autoévaluations rendent compte de la maîtrise des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir section 2.1.2.4 « Fiabilité de l'information financière, contrôle interne comptable et financier »).

Cartographie des risques des entités

Les entités produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune à l'ensemble du Groupe. La démarche de construction de la cartographie des risques des entités repose sur :

- le principe de responsabilité du *management* évoqué à la section 2.1.1 « Environnement de contrôle » ;
- une typologie des risques incluant les risques internes ou externes, opérationnels ou stratégiques ainsi que les opportunités ;
- une méthode d'évaluation qualitative de l'impact, de la probabilité et du niveau de maîtrise de chaque risque ;
- la description de plans d'actions de traitement des risques et l'évaluation de leur efficacité.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités ont pour but de réinterroger la pertinence des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

(1) La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif.

(2) *European Market Infrastructure Regulation* (EMIR) : règlement européen sur les infrastructures de marché.

(3) *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency* (REMIT) : règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie.

Méthodes et Outils : En appui des démarches risques et contrôle interne, plusieurs documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités :

- un guide méthodologique d'analyse de risque et un progiciel (Système d'Information de Gestion des Risques) à l'appui des cartographies des risques des entités ;
- un guide de contrôle interne, une trame détaillée d'autoévaluation et une plateforme numérique de partage et de synthèse des autoévaluations (Système d'Information du Contrôle Interne).

Cartographie des risques Groupe

Sur la base de ces *reportings*, complétés par un examen croisé avec la Direction de l'Audit Interne, la Direction des Risques du groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs incluant le bilan d'ensemble du contrôle interne et permettant aux Dirigeants et aux organes de gouvernance de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle [(1)]. Ces documents font l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité d'audit.

En octobre 2020 a été présentée en Comité des risques une version de la cartographie des risques complémentaire intégrant les éléments liés à la crise Covid.

Le Comité des risques identifie, au sein de la cartographie des risques du Groupe, un ensemble plus restreint de « risques prioritaires », sélectionnés pour leur importance opérationnelle ou stratégique.

2.1.2.2 Le programme Éthique et Conformité Groupe

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants (voir section 3.3.2 « Ethique, conformité et droits humains ») :

- la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG), validée par le Comité exécutif le 17 mai 2016 et revue en 2020, qui réunit les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, l'encadrement des cadeaux et invitations et la prévention des conflits d'intérêts. La PECG est la référence supra à la charte éthique Groupe et au code de conduite éthique et conformité, actualisable en fonction des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- la Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe (Respect, Solidarité, Responsabilité) qui définit les exigences devant guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien. Une version actualisée de la Charte qui datait de 2013 a été déployée dans tout le Groupe à partir de mars 2019 ;
- le code de conduite éthique et conformité publié le 1er juin 2017 et décliné dans les règlements intérieurs des entités qui constitue le document de référence en matière de prévention de la corruption et s'applique à tous les salariés (exigences de la loi Sapin II). Une version actualisée du code de conduite est en cours de concertation auprès des instances représentatives du personnel pour une entrée en vigueur en 2021 ;
- le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF qui permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe d'effectuer un signalement conformément à la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique (voir section 3.3.2.4 Dispositif d'alerte). Ce même dispositif d'alerte est également ouvert aux tiers pour les thématiques relevant de la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

2.1.2.3 Approbation des engagements

La politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements en termes de pilotage, de gouvernance et de contrôle. Cette politique s'applique à tous les projets d'engagement, quel que soit leur montant pour l'ensemble des entités d'EDF et des filiales, hors filiales régulées et dans le respect de la gouvernance des sociétés cotées. Avant chaque décision d'engagement, les projets proposés sont accompagnés d'une analyse de risques selon un référentiel méthodologique à disposition de l'ensemble du Groupe. Les projets stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

Les projets d'engagements sont examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit aux sections 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » et 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2020 ».

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et sont supervisés par le Comité des cessions (émanation du CECEG) afin de préserver confidentialité et réactivité.

2.1.2.4 Fiabilité de l'information financière – contrôle interne comptable et financier. Organisation de la maîtrise des risques financiers

Le groupe EDF a organisé la maîtrise des risques financiers autour des fonctions suivantes :

- **Pilotage de la Performance, *reporting*** avec pour principales missions :
  - contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe, en animant les plans de performance du Groupe et en challengeant les mesures mises en œuvre par les entités et métiers. À cette fin, la Direction Financière met en place un ensemble d'indicateurs de pilotage adaptés au modèle économique de chaque activité du Groupe ;
  - contribuer au suivi du budget au travers de revues de performance généralisées dans les directions et filiales contrôlées ;
  - élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
  - piloter les processus du cycle de gestion, en assurer la synthèse et proposer des arbitrages aux directions et filiales ;
  - élaborer les trajectoires financières à moyen et long terme.
- **Comptabilité :**
  - établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
  - assurer la conformité de la comptabilité *via* des référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes ;
  - animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe, selon un dispositif détaillé ci-après.
- **Fiscalité :**
  - garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ; les dispositions précises en la matière sont abordées dans la section 3.4.2.2 « Contribution au développement par l'impôt » de ce document ;
  - s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille sur le sujet ;
  - s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
  - identifier et maîtriser les risques fiscaux du Groupe.
- **Financement et Investissements :**
  - coordonner l'ensemble des actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec notamment pour objectif de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;

(1) La cartographie des risques du Groupe inclut notamment les risques environnementaux et les risques liés au changement climatique (risques physiques et risques de transition). Ces risques sont décrits à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » ; la réponse stratégique concernant les défis du changement climatique est décrite à la section 3.1 « Neutralité carbone et climat ».

- gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions ainsi que les actifs dédiés cotés ou non. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille ;
- instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe, tels que définis par la politique Engagements ;
- contribuer aux revues de portefeuille et aux analyses d'optimisation économique et financière ;
- assurer le financement du Groupe selon la politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers ; vérifier la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque). Le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie est réalisé par la Direction des Risques Groupe.

La politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers demande à l'ensemble des entités du Groupe une identification continue et systématique des risques financiers (en particulier : liquidité, taux, change, contrepartie). La Direction des Risques Groupe exerce un contrôle de 2e niveau de ces risques *via* :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque) ;
- le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement et à pas hebdomadaire est en place. Le Comité marchés (instance qui réunit la Direction Financement et Investissements et la Direction des Risques Groupe) vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations aux cadres de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits financiers.

La politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des Actifs Dédiés d'EDF s'applique au portefeuille des Actifs Dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Financière. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille.

Référentiels

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF (le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés voir chapitre 6 « États financiers ») sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2020. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe sont définis dans la politique *Reporting* Comptable et Financier. Les dispositions spécifiques de contrôle interne sont décrites dans l'instruction Groupe « Contrôle Interne Comptable et Financier », et les objectifs de contrôle à mettre en œuvre dans les entités sont précisés et mis à jour chaque année dans le Guide de Contrôle Interne du Groupe. Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le *management* opérationnel et le *management* de la filière Finance. Un réseau de correspondants des Directions Opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène entre les différentes entités du Groupe.

Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne du domaine Comptable et Financier, sur les objectifs d'amélioration pour la période à venir et sur la sincérité et l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur Comptabilité et Fiscalité Groupe. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale du Directeur Comptabilité Fiscalité Groupe s'appuyant sur les différents éléments d'évaluation (résultats des contrôles internes, indicateurs du tableau de bord de la qualité comptable, lettre d'attestation de conformité des comptes du CSP2C, actions spécifiques) pour mettre en avant les progrès réalisés et déterminer les actions d'amélioration à engager ou à poursuivre. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chaque entité juridique est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle Interne Comptable et Financier.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique. Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère non significatif des participations rentrant potentiellement dans le périmètre de consolidation est examiné régulièrement et soumis annuellement à l'appréciation des Commissaires aux comptes.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document d'enregistrement universel (URD) pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer ces arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations etc.) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée trimestrielle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat du groupe EDF permet d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les résultats.

Les prévisions et le réalisé de gestion sont élaborés au moyen d'un référentiel unique partagé et d'outils communs entre la comptabilité et la gestion. Ce dispositif contribue à la cohérence du pilotage du Groupe et facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation. Les comptes sociaux annuels sont clos le 31 décembre de l'exercice, arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont clos le 30 juin de l'exercice, puis arrêtés par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Division Combustible Nucléaire, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Projets Déconstruction et Déchets et Direction Dirigeants Talents Formation *Managers* pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au Centre de Services Partagés Comptabilité & Conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires qui tient par ailleurs la comptabilité transactionnelle de certaines filiales France. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles ou Fonctionnelles, du CSP2C ou le cas échéant des opérateurs comptables situés dans les métiers opérationnels et de la Division Comptabilité Consolidation.

Des réunions sont organisées au pas trimestriel avec les directions d'EDF pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

2.1.2.5 La gestion de crise et continuité d'activité – Le cas de la crise Covid-19

À l'instar de la pandémie Covid, des tempêtes Klaus (2009), Xynthia (2010), Amélie (2019), Alex (2020) en France métropolitaine, ou Irma (2017) dans les Antilles, ou comme les épisodes de grand froid (hiver 2017) ou de canicule (été 2019), des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (pandémie, accident industriel majeur dans le monde, etc.) peuvent affecter les activités du Groupe. En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe.

Pour faire face à ce risque, EDF a défini une politique de gestion de crise prenant en compte l'implantation territoriale du Groupe et l'importance de ses activités industrielles et de service public en matière de continuité d'activité de l'économie. Cette politique Gestion de crise et continuité d'activité définit les principes d'organisation et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des parties prenantes ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à s'assurer de l'existence et de la mise à jour de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble.

En 2019, le groupe EDF a mis en place un plan d'actions pour renforcer la préparation des entités aux enjeux de continuité d'activité : dans ce cadre, la préparation d'un exercice de crise pandémie, comprenant la révision du plan pandémie du groupe EDF, a été engagée dès l'été 2019. Ces travaux se sont révélés particulièrement utiles pour la gestion de la crise Covid en 2020 : s'appuyant sur des dispositifs opérationnels, préparés et entraînés, le groupe EDF a su faire face, avec réactivité et anticipation, à la crise sanitaire, et ce dès la fin janvier 2020.

Un retour d'expérience après l'été 2020 a permis d'aborder le deuxième confinement avec les enseignements nécessaires à la poursuite de l'activité.

Enfin, pour se préparer aux éventuelles conséquences de la crise Covid sur l'équilibre offre/demande lors du passage de l'hiver 2020/2021, le groupe EDF a participé à la préparation et la réalisation, en octobre 2020, d'un exercice de crise « Grand Froid », organisé par le ministère de la Transition écologique et solidaire.

2.1.2.6 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

Organisation

La Division Assurances Groupe est responsable, dans le respect notamment de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de l'élaboration de la politique Assurances du groupe EDF et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables [(1)].

Ses missions sont :

- d'analyser en continu la couverture des risques du groupe EDF en liaison avec la Direction des Risques Groupe : approche par métiers, par entités, par projets ;
- d'établir les règles qui permettent, sur l'ensemble du périmètre du Groupe, de couvrir tous les risques qui doivent et peuvent l'être, ainsi que d'en optimiser le coût global et d'en maîtriser la volatilité ;
- de veiller à la promotion et à la mise en œuvre de ces règles sur l'ensemble des entités du Groupe, par les moyens appropriés, et dans le respect des règles de gouvernance ;
- de développer et piloter les outils nécessaires pour accomplir les missions ci-dessus, y compris les filiales dont la Division Assurances est la Direction de rattachement : EDF Assurances et les sociétés captives d'assurance du Groupe.

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ces travaux, menés en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permettent d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (évaluation des sinistres maximums possibles, « SMP »). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances Groupe définit les programmes des visites de sites et suit leur mise en œuvre.

L'intégration de Framatome aux programmes d'assurances de Groupe se poursuit dans une logique d'amélioration des garanties offertes et de réalisation de synergies financières. Elle concerne l'assurance de responsabilité civile des mandataires sociaux, l'assurance dommages (partiellement, hors biens nucléaires), l'assurance des risques Cyber, l'assurance des risques automobiles ainsi que l'assurance de Responsabilité Civile de l'Exploitant nucléaire et les transports associés dont l'adossement aux programmes Groupe est effectif depuis le 18 février 2020.

Politique Assurances Groupe

Finalité : la politique Assurances, validée par le Comex en janvier 2017, précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts : massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe, partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés) et optimisation des dépenses d'intermédiation.

Modalités de mise en œuvre : depuis 2004, un point de situation et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert des risques aux marchés financiers est présenté en Comité d'audit. Un point sur les assurances, ainsi qu'une revue de l'assurabilité des risques Groupe, sont ainsi présentés régulièrement au Comité d'audit.

Depuis 2011, un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA), présidé actuellement par le Directeur Financement et Investissements, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique Assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes.

La Division Assurances Groupe et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure d'améliorer et, le cas échéant, d'étendre les couvertures des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.

Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

À l'instar de l'ensemble des grands groupes français et internationaux, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives du groupe EDF sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company DAC, société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

Il est à noter que depuis le 21 décembre 2018 Framatome dispose également d'une société de réassurance, dénommée Tereco, au Luxembourg.

Par ailleurs, EDF est membre de la mutuelle Oil Insurance Limited (OIL) en vue de faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie, qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux, ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par OIL et des couvertures apportées par des assureurs du marché.

Le groupe EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et Blue Re, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et mutuelles permettent à EDF de diminuer le montant des primes payées au marché de l'assurance et, plus généralement, le coût de ses programmes d'assurance.

Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, Enedis et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant incomber aux entités dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à l'exploitation des ouvrages (barrages hydroélectriques, centrales thermiques à flamme, postes de transformation et autres ouvrages de réseaux), les risques liés au développement des activités du Groupe dans les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, etc.), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites à la section 2.1.2 « Focus sur la 2e ligne de maîtrise : dispositifs de contrôle transverses ».

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe sur un sinistre (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company DAC et d'Océane Re, n'excède pas 40 millions d'euros par sinistre, les filiales disposant généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, d'Enedis et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

Assurance dommages (hors biens nucléaires)

Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend la quasi-totalité des filiales d'EDF et notamment, EDF Energy, Edison, Dalkia ainsi que le gestionnaire du réseau de distribution Enedis.

Wagram Insurance Company DAC, captive d'assurance du Groupe, ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Pour ce programme, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company DAC et par Océane Re, n'excède pas 15 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites à la section 2.1.2 « Focus sur la 2e ligne de maîtrise : dispositifs de contrôle transverses ».

Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices Tous Risques Chantier et Tous Risques Montage Essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que les EPR de Flamanville et d'Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers.

Couverture tempêtes

Dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re, le 27 juin 2016, un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité.

D'une durée de cinq ans et d'une capacité totale de couverture de 275 millions d'euros, ce contrat innovant de couverture d'assurance déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique fonction d'un indice composite lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo-France pondérées par la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région du périmètre de concession d'Enedis.

Les réseaux aériens des Systèmes Énergétiques Insulaires, quant à eux, ne bénéficient pas de couverture « dommages aux biens », hormis dans un rayon de 1 000 m autour des unités de production.

Couverture *Cyber risk*

Depuis le 1er juillet 2017, une couverture *Cyber risk* a été mise en place. Il s'agit d'une police de 100 millions d'euros sur deux ans qui couvre toutes les entités d'EDF et les filiales du Groupe. Cette couverture a été renouvelée au 1er juillet 2019.

Sa finalité est de couvrir les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la convention de Paris (ci-après les Conventions). La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité pour les dommages nucléaires : elle est objective (même en l'absence de faute), limitée en montant (1) et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement. Ces Conventions s'appliquent aux pays signataires qui les ont ratifiées dont la France et le Royaume-Uni font partie.

(1) À l'exception des pays Parties ayant opté pour une responsabilité illimitée (l'Allemagne, la Suisse, la Suède…).

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 mais ne sont pas encore en vigueur. La ratification et l'entrée en vigueur des Conventions révisées sont actuellement programmées au 3 janvier 2022. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. La définition de « dommage nucléaire » évolue, et prend en compte outre les dommages aux personnes et aux biens les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement.

Ces Conventions prévoient également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds.

En France, les obligations en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires ont été transposées dans le code de l'environnement.

Plus spécifiquement, les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du code de l'environnement prévoient que les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires sont fixées à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport depuis 2016.

EDF dispose d'une couverture assurantielle « Programme d'assurance Responsabilité Civile Nucléaire (RCN) » obtenue à l'issue d'un appel d'offres qui permet au Groupe de répondre à ses obligations tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, pool nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Compte tenu de l'évolution probable des obligations pesant sur l'exploitant en cours de période, notamment suite à l'entrée en vigueur des Protocoles modificatifs des Conventions de Paris et de Bruxelles, des clauses permettant une sortie du contrat y ont été intégrées.

Framatome a rejoint le dispositif assurantiel du Groupe au 18 février 2020, son programme d'assurances se répartit également entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassuré par Assuratome), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le *Nuclear Installations Order* (ordonnance de transposition des Protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les Protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

EDF Energy est actuellement assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

Par ailleurs, les Conventions prévoient pour les pays adhérents qu'au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État sur le territoire duquel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 217,4 millions d'euros ; au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la convention de Bruxelles contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 372,6 millions d'euros.

Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la Convention de Paris, est portée par l'exploitant « expéditeur » (sauf dispositions contractuelles contraires). Depuis le 18 février 2016, le plafond de responsabilité a été porté à 80 millions d'euros avec un périmètre de dommages inchangé, puis sera étendu à un périmètre de dommages indemnisables plus large lors de la mise en application de la Convention de Paris révisée. Cette responsabilité est désormais assurée par la police responsabilité civile de l'exploitant nucléaire susvisée.

Couverture des dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Depuis le 1er octobre 2018, le dispositif assurantiel couvrant les installations nucléaires a été revu comme suit :

- en France, la protection apportée par OIL est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance de 90 millions d'euros en excédent d'une franchise de 10 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re) ;
- au Royaume-Uni, la protection d'OIL est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité totale de 1 510 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Framatome est assuré auprès de la Mutuelle EMANI pour les dommages et perte d'exploitation consécutive affectant les installations participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 650 millions d'euros, avec une franchise n'excédant pas 5 millions d'euros en dommages et 90 jours en pertes d'exploitation. Par ailleurs, EDF Inc. est membre de NEIL (Nuclear Electric Insurance Limited) – mutuelle nucléaire située aux États-Unis, de façon à couvrir les activités de CENG (Constellation Energy Nuclear Group) aux États-Unis.

Pandémie

En France et en 2020, les polices d'assurance santé et prévoyance des salariés n'excluent pas les conséquences de la pandémie ; par ailleurs, seules les pertes d'exploitation consécutives à un sinistre dommage sont éventuellement assurées pour certaines sociétés du Groupe. Par conséquent, le Groupe n'a pas été confronté aux enjeux liés à d'éventuelles exclusions de la pandémie dans les contrats d'assurance de dommages.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 240 millions d'euros en 2020.

2.1.3 Focus sur la 3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe exerçant une activité d'audit interne. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit Interne (« DAi » rattachée au Secrétaire Général) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les équipes d'audit d'Enedis, de même que leurs prérogatives respectives sont définies afin de garantir le respect du principe d'indépendance de gestion. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'Audit des filiales par la DAi – hors Enedis –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes etc.). À fin 2020, la filière audit du Groupe est composée de l'ordre de 70 ETP [(1)].

(1) Équivalent Temps Plein.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi applique les normes internationales définies par *l'Institute of Internal Auditors* et en contrôle le respect.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été diffusée en juillet 2019. Celle-ci rappelle les principes fondamentaux de l'audit, les modalités d'établissement du programme, la typologie des missions d'assurance qui lui sont confiées, ainsi que les devoirs des audités et des auditeurs. Elle comporte un code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière. Ce code a pour but de promouvoir une culture éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.

La Direction de l'Audit Interne bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général ; elle rend compte des missions au Comité d'audit qui donne un avis sur l'univers d'audit interne fondé sur les risques, qui prend connaissance de la réalisation des audits et qui vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne.

Les auditeurs sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales et évalués à la fin de chaque mission.

Les processus de la DAi sur l'ensemble des activités (de la définition du programme d'audit jusqu'au suivi des plans d'actions) sont décrits et pilotés.

La filière audit se soumet régulièrement volontairement à l'évaluation par l'IFACI [(1)]. La dernière évaluation de 2018 a attesté, comme les fois précédentes, que les pratiques d'audit sont conformes aux standards internationaux de la profession.

Modalités de fonctionnement

La filière audit du Groupe effectue des audits des entités et des filiales contrôlées, des *business units*, des projets et des fonctions transverses. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse du contrôle interne et sont effectués tous les trois à cinq ans selon leur significativité. La DAi réalise les audits transverses *corporate* alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre.

La DAi est la seule entité compétente pour la réalisation des audits de BUs/projets relevant d'un risque de niveau *corporate*.

Le programme d'audit est élaboré à partir de l'univers des risques prioritaires Groupe ; toutes les BUs, projets et processus Groupe devant être régulièrement audités.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management*, font l'objet de plans d'actions de leur part. Ces plans d'actions sont transmis pour avis à la DAi, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard 6 mois après la diffusion du rapport d'audit.

Un rapport de synthèse semestriel récapitule les principaux constats d'audit *corporate* et le suivi des plans d'actions. Le rapport semestriel présente aussi le bilan du programme d'audit, la satisfaction des audités, l'activité de la filière ainsi qu'un bilan des compétences et le budget. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits et qui méritent une attention particulière. Il donne enfin une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.1.4 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances et des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Leur rapport sur les comptes annuels inclut les vérifications sur les informations sur le gouvernement d'entreprise requises par les articles L. 225-237-3 et suivants du code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles, en France, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ainsi que par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, de différentes natures : ils peuvent être stratégiques ou opérationnels ; certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent être multiples et porter sur les résultats opérationnels, sur la situation financière du Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement, affecter ses parties prenantes ou son environnement internes ou externes ou enfin impacter sa réputation.

Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques spécifiques auxquels il estime être exposé. Le principe de spécificité conduit à ne décrire dans cette section que les risques pour lesquels la spécificité du groupe EDF est un facteur-clé. Pour les risques non spécifiques au Groupe, l'absence de description du risque dans cette section n'exclut pas pour autant la prise en compte du risque par le Groupe.

Les risques sont classés en cinq catégories, décrites respectivement dans les sections 2.2.1 à 2.2.5.

La section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » décrit les risques liés aux évolutions des politiques publiques et de régulation dans les pays et territoires où le Groupe exerce ses activités, ainsi que les risques juridiques auxquels le Groupe est exposé.

La section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » décrit les risques induits par l'exposition sur les marchés de l'énergie sur lesquels opère le Groupe ainsi que ceux liés à l'évolution des marchés financiers et à la fiabilité de l'information associée.

La section 2.2.3 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » décrit les risques liés à la capacité d'adaptation du Groupe, particulièrement sur le plan stratégique et des compétences, face aux besoins de transformation induits notamment par le changement climatique, les nouvelles concurrences, les évolutions technologiques et sociétales.

La section 2.2.4 « Performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents activités et projets industriels, y compris EPR, de services et de ventes. En particulier cette section décrit le risque pour le Groupe relatif aux projets EPR, engagés ou futurs, qui est un risque majeur.

La section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.4 pour les activités liées à l'activité nucléaire du Groupe, qui induit des facteurs de risques complémentaires et des dispositions particulières, notamment eu égard aux exigences premières de la sûreté nucléaire et au caractère capitalistique de très long terme de l'activité nucléaire.

Les risques sont détaillés dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau et le graphique et les descriptions détaillées qui suivent.

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire Covid ont entraîné en 2020 une baisse de la demande d'électricité et des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe notamment la production nucléaire, les chantiers (construction de grands projets et maintenance du parc nucléaire) et les activités de services. Cette crise sanitaire continuera à affecter la performance du Groupe en 2021, voire au-delà. Ses impacts sur les risques du Groupe sont précisés dans la présentation de chacun des risques concernés. Les principaux impacts sont les suivants :

- perturbation des chaînes d'approvisionnement industrielles pour des produits ou équipements en provenance de pays touchés par l'épidémie (risque 4E) ;
- impacts sanitaires sur l'activité des salariés et prestataires du Groupe (risque 4C) ;

(1) L'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne.

- perturbation de la conduite des opérations, chantiers et grands projets du Groupe en cas de restrictions susceptibles d'affecter la continuité de l'activité (risque 4A) et le niveau de production notamment en cas d'impact sur les arrêts de tranches nucléaires (risque 5A) ;
- Impact Covid effets sur la demande et la fragilisation de l'économie (impayés et irrécouvrables) (3A) ;
- impact d'un éventuel ralentissement de l'activité économique sur le prix des matières premières et de l'électricité sur les marchés de gros, ainsi que sur le niveau de la demande en électricité ou les risques de contrepartie (risques 2C et 2E) ;
- impact d'une perturbation des marchés financiers *via* une baisse de la valorisation du portefeuille des actifs dédiés ou des actifs retraites affectant le résultat financier du Groupe et le taux de couverture des provisions nucléaires, et impact d'une baisse des taux d'intérêts sur le calcul du montant des provisions nucléaires et des provisions pour avantages du personnel (risques évoqués au chapitre 2.2.2).

Ces impacts pourraient être accentués si la crise devait perdurer.

Tous les risques décrits dans ce document ont été retenus pour leur caractère significatif en termes d'importance de leur impact estimé pour le Groupe. De plus, ils font l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative de leur criticité, tenant compte conjointement de l'importance de l'impact potentiel pour le Groupe, de la probabilité d'occurrence et du niveau de maîtrise, compte tenu des actions engagées. Cette hiérarchisation aboutit à une échelle à trois niveaux pour l'ensemble des risques : la criticité peut être forte, intermédiaire ou modérée. Les catégories ne sont pas hiérarchisées entre elles mais les risques font l'objet d'une intercomparaison entre eux ce qui est reflété dans leur niveau de criticité.

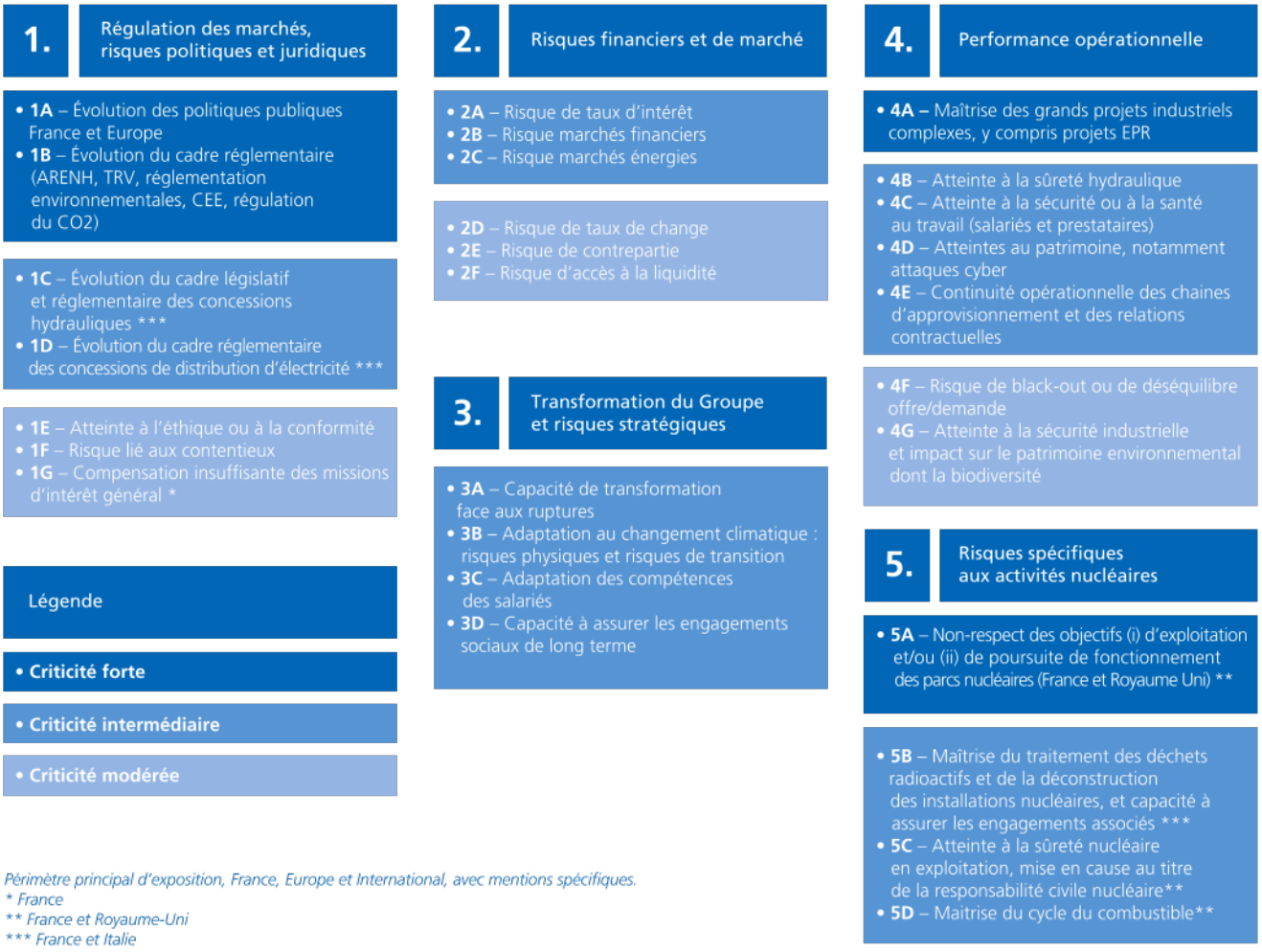
En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, la Belgique, l'Italie, le Royaume-Uni et tous les pays où le Groupe est présent. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction de la durée. L'impact potentiel de ces risques peut ainsi se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle qui peut être séculaire.

Afin de maîtriser les risques, des dispositifs sont mis en place. Certains sont génériques pour l'ensemble des risques : contrôle interne, processus d'approbation des engagements (voir section 2.1) ; d'autres sont spécifiques à chaque risque.

Des dispositions complémentaires de prise en compte de certains risques liés à la Responsabilité Sociale d'Entreprise sont décrites au chapitre 3. Les renvois sont, si nécessaire, précisés dans la description des risques.

Les risques spécifiques du groupe EDF



Périmètre principal d'exposition, France, Europe et International, avec mentions spécifiques.
** France*
*** France et Royaume-Uni*
**** France et Italie*

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques

1A : Évolutions des politiques publiques en France et en Europe.

L'évolution des politiques énergétiques publiques et du cadre politique de la régulation des marchés dans les pays où exerce le Groupe, dont la loi énergie-climat ou la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en France, ou encore le « Green deal » en Europe, est susceptible de conduire à de profondes transformations dans la gouvernance ou le portefeuille d'activités du Groupe. Celles-ci pourraient freiner le Groupe dans son développement par rapport à ses concurrents ou obérer sa capacité à respecter son engagement pour la protection du climat.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

Le Gouvernement français a adopté par décret du 21 avril 2020 la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui établit les priorités d'action du gouvernement en matière d'énergie pour la métropole continentale pour la période 2019-2028.

En particulier, dans ce cadre :

- le Gouvernement français a confirmé l'objectif d'une diversification du mix électrique et d'une réduction du nucléaire à 50 % de la production d'électricité en France d'ici à 2035 : pour réduire le nucléaire à 50 % du mix énergétique, 14 réacteurs devraient être arrêtés d'ici à 2035 (dont les deux de Fessenheim). Cela représenterait un quart des réacteurs actuellement en activité en France. Sur demande du Gouvernement, EDF a proposé d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il appartiendra *in fine* au gouvernement d'identifier les sites prioritaires. Des décisions d'arrêt prématuré d'un ou plusieurs réacteurs du parc d'EDF, ne résultant pas d'un choix industriel mais d'une application de la PPE, pourraient donc intervenir. De telles décisions devraient entraîner une indemnisation d'EDF pour le préjudice subi, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans une décision du 13 août 2015 ;
- à cet égard, s'agissant de la centrale nucléaire de Fessenheim, EDF a adressé le 27 septembre 2019 au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim et, le 30 septembre 2019, la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter cette centrale. Cet envoi fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim. Conformément au décret du 18 février 2020 portant abrogation de cette autorisation, les réacteurs n° 1 et n° 2 ont été respectivement définitivement arrêtés le 22 février 2020 et le 30 juin de la même année. Les opérations de déconstruction ne commenceront qu'une fois délivré par le ministre chargé de la sûreté nucléaire le décret prescrivant les opérations de démantèlement.

La loi énergie-climat a été promulguée le 8 novembre 2019. Elle précise les points clés de la politique de transition énergétique et écologique en France et actualise les objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

En particulier :

- en termes de mix énergétique, la loi entérine le report à 2035 de la date d'échéance de la réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité. La loi relève par ailleurs de 30 à 40 % l'objectif de baisse de la consommation d'énergie fossile d'ici 2030 (par rapport à 2012), et prévoit d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six ;
- la loi met en place un dispositif de limitation des émissions de CO_2 applicable à partir du 1er janvier 2022 aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, dans le but de conduire à la fermeture des centrales à charbon d'ici 2022 ;
- par ailleurs, la loi fait évoluer le dispositif de l'ARENH sur deux points : elle relève de 100 à 150 TWh le « plafond de l'ARENH » à compter du 1er janvier 2020 pour ouvrir au Gouvernement la faculté d'augmenter par arrêté jusqu'à 150 TWh le volume global maximal d'électricité qu'EDF cède aux fournisseurs alternatifs. La loi autorise également le Gouvernement à réviser par arrêté le prix de l'ARENH. Dans sa décision du 7 novembre 2019, le Conseil constitutionnel a conditionné la légalité d'un tel arrêté à une prise en compte suffisante « des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires ». Le Gouvernement n'a toutefois pas mis en œuvre ces possibilités fin 2020.

La loi précise aussi la procédure concernant le Plan Stratégique d'Entreprise (PSE), qui devra désormais porter sur les deux périodes de la PPE, être rendu public à l'exclusion des informations relevant du secret des affaires, et présenter les dispositions d'accompagnement mis en place pour les salariés du fait de la fermeture de centrales nucléaires ou thermiques. En cas d'incompatibilité du PSE avec la PPE, la loi prévoit une mise en demeure suivie, le cas échéant, de sanctions.

Le cadre juridique européen, qui organise notamment la libéralisation du secteur de l'énergie et les politiques climatiques et énergétiques, a sensiblement évolué en 2019 avec la finalisation du Paquet Énergie Propre et reste susceptible d'évolutions dans le futur, notamment au travers du *Green deal*.

Le *Green deal* est le dispositif phare de la nouvelle Commission européenne, susceptible de comporter des dispositions clés pour le secteur énergétique en général et le groupe EDF en particulier. Dans ce contexte, les prémices d'importantes évolutions du cadre juridique européen s'appliquant au secteur de l'énergie et touchant aux politiques climatiques et énergétiques, ont été posées en 2020 avec la publication par la Commission européenne de plusieurs stratégies et d'un nombre limité de propositions législatives concrètes sur les infrastructures et la finance durable. Les conséquences potentielles pourraient être les suivantes :

- la révision du système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO_2 (EU-ETS) au sein de l'UE y compris son extension à d'autres secteurs pourrait conduire à de nombreuses incertitudes et induire un risque sur le niveau et la prévisibilité des prix. L'articulation entre les différentes mesures et objectifs en cours de révision (renouvelables, efficacité énergétique) devra également être précisée ;
- les différentes propositions législatives visant à encadrer le développement de l'hydrogène pourraient limiter les politiques de soutien au seul hydrogène renouvelable, limitant ainsi les financements pour l'hydrogène électrolytique produit à partir du mix électrique bas carbone français ;
- la révision des Lignes directrices pour les aides d'état en matière d'énergie et d'environnement (LDAEE) constitue un enjeu structurant pour les investissements futurs du groupe EDF. Les principaux risques sont l'alignement des LDAEE avec la taxonomie (notamment possible exclusion du nucléaire et de certaines activités hydrauliques), la création de freins sur les investissements de long terme et de possibles restrictions sur les mécanismes de capacité.

En 2020, le cadre juridique relatif à la taxonomie européenne pour la Finance durable a été précisé. Fin 2020 l'acte délégué taxonomie proposé par la Commission laissait de côté le nucléaire, traité dans un processus spécifique ; faisait référence à des contraintes sur les ouvrages hydrauliques allant au-delà du cadre juridique européen applicable ; et proposait un seuil d'émissions pour l'hydrogène bas carbone ne permettant pas de qualifier de durable l'hydrogène produit à partir du mix électrique français. EDF reste fortement mobilisé sur ce sujet alors que le Conseil et le Parlement européens disposent d'un droit de véto en bloc sur le texte. Ceci est un risque majeur pour le Groupe car l'exclusion du nucléaire nuirait gravement à la capacité du Groupe à se financer.

Par ailleurs, les négociations engagées par l'État français en 2020 avec la Commission européenne sur la nouvelle régulation du nucléaire existant se poursuivront en 2021.

Ces évolutions pourraient être défavorables au Groupe et obérer sa capacité à respecter son engagement pour la protection du climat. Elles pourraient notamment entraîner des rémunérations insuffisantes d'actifs, ne pas être en adéquation avec les objectifs de développement du Groupe, modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe opère, modifier le niveau des tarifs régulés ou affecter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures ou de toute autre activité du Groupe. De manière générale, le dispositif législatif et réglementaire mis en place en France, en Europe ou dans les pays où le groupe EDF est présent est susceptible d'avoir un impact important sur les résultats du Groupe ou sur son modèle d'activité.

Par ailleurs, par la gouvernance ou la délimitation de son périmètre d'activité qui pourraient lui être imposées, le groupe EDF pourrait être affecté par une limitation ou une perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact défavorable sur les perspectives et la rentabilité de ses différentes activités. Parallèlement, EDF pourrait continuer, en sa qualité d'actionnaire, à supporter certains risques, mettant en cause sa responsabilité éventuelle vis-à-vis des tiers ou pouvant affecter la rentabilité de ses actifs. Enfin, les autorités compétentes ou certains États pourraient, en vue de préserver ou de favoriser la concurrence sur certains marchés de l'énergie, prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré.

Enfin, dans le domaine des énergies renouvelables, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF Renouvelables (voir section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »), implantée dans de nombreux pays. La rentabilité de ces développements est souvent dépendante des politiques de soutien et d'appels d'offres mis en œuvre dans les différents pays. Le Groupe ne peut garantir que ces politiques n'évolueront pas dans certains de ces pays au détriment de la rentabilité des investissements.

1B : Évolution du cadre réglementaire (ARENH, TRV, réglementations environnementales, CEE, régulation du CO_2).

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités régulées. Ainsi, toute évolution des tarifs réglementés de vente, de l'ARENH ou des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE), ou toute évolution de la régulation (certificats d'économie d'énergie, réglementation environnementale, régulation du CO_2), serait susceptible d'affecter la rentabilité du Groupe et sa capacité à répondre aux enjeux de la transition énergétique en développant des solutions énergétiques bas carbone pour la protection du climat. Par ailleurs, compte tenu de l'impact de l'ARENH sur la situation financière d'EDF, l'échec de sa réforme représente un risque majeur pour le Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

Réforme de l'ARENH - risque majeur en cas d'absence de réforme

La loi NOME a mis en place un Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit que « le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas ».

Dans cette perspective, le gouvernement a lancé auprès des acteurs de marchés et des parties prenantes en janvier 2020 un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui conduisent à la nécessité d'une nouvelle régulation économique, ainsi que sur ses principes d'élaboration et de fonctionnement envisagés.

Toute modification du dispositif ARENH (plafond de volumes, prix) ou son remplacement par un nouveau mécanisme relève du gouvernement ou du législateur et nécessite des échanges préalables approfondis avec la Commission européenne, d'où une grande incertitude sur les évolutions qui seront *in fine* mises en œuvre et les échéances associées.

Dans ce contexte, les risques, majeurs pour le Groupe, sont les suivants :

- concernant le dispositif ARENH existant, dans le cadre des modalités en vigueur :
  - le caractère optionnel du dispositif donne aux fournisseurs des opportunités d'arbitrage entre le dispositif d'ARENH et les marchés au détriment d'EDF, et expose EDF à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques marchés énergies sans contrepartie puisque l'option est gratuite : EDF est ainsi fortement exposé aux baisses de prix de marché de gros de l'électricité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe en dessous du prix ARENH (actuellement 42 €/MWh) pour l'année de livraison considérée. À l'inverse, l'impact positif des hausses de prix de marché de gros de l'électricité est limité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe au-dessus du prix ARENH,
  - risque d'augmentation du volume d'ARENH sans évolution suffisante du prix (voir « risque 1A Évolutions des politiques publiques France et Europe »). Si cette évolution était mise en œuvre, elle diminuerait encore la possibilité pour EDF de bénéficier des prix marché de gros de l'électricité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe au-dessus du prix ARENH. Le gouvernement a toutefois annoncé qu'il n'augmenterait pas le plafond de l'ARENH pour l'année 2021,
  - par ailleurs, la mise en œuvre du dispositif a fait l'objet de contentieux en 2020, décrits en note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés. Ces contentieux relatifs à l'application de la force majeure dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19 sont une illustration de l'arbitrage effectué par certains fournisseurs alternatifs lorsque les prix de marché deviennent inférieurs au prix de l'ARENH, en suspendant l'exécution du contrat ARENH les liant à EDF pour bénéficier d'un approvisionnement moins onéreux sur les marchés ;
- concernant la future régulation : une négociation globale sur le cadre de la future régulation du nucléaire existant est en cours entre l'État français et la Commission européenne. Les risques principaux portent sur le niveau de prix, la capacité de l'État français à négocier avec la Commission européenne des conditions de rémunération suffisantes et des contreparties proportionnées. Le risque que ces négociations n'aboutissent pas représente un risque majeur pour le Groupe notamment dans sa capacité à financer le developpement de sa stratégie.

Tarifs réglementés

En France, une partie importante des revenus du groupe EDF dépend de tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics ou les autorités de régulation (Tarifs Réglementés de Vente d'Électricité TRVE, Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité TURPE).

Dans le cadre de la loi énergie et climat, plusieurs dispositions ont été prises, concernant les tarifs réglementés de vente ou l'ARENH :

- les dispositions concernant l'ARENH : elles sont décrites au paragraphe ci-dessus ainsi qu'au § 1A ci-dessus (« Évolutions des politiques publiques France et Europe ») ;
- la réduction du périmètre des sites pouvant bénéficier des Tarifs Réglementés de Vente d'Électricité (TRVE) : à partir du 1er janvier 2021, seuls peuvent bénéficier des TRVE pour leurs sites avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA :
  - les consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ; et
  - les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilans annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros.

Dans ce contexte les risques sont les suivants :

- concernant les TRV : risque de contentieux sur les TRVE par les parties prenantes ;
- concernant le TURPE 6 : la Commission de régulation de l'énergie a organisé le processus de concertation depuis 2019 sur le futur TURPE 6. Ce processus a donné lieu à une délibération de la CRE le 21 janvier 2021 et devrait déboucher sur une publication au Journal Officiel fin mars 2021 pour une entrée en vigueur le 1er août 2021. Le risque porte sur le caractère suffisant du niveau de rémunération des gestionnaires de réseaux pour leur permettre d'accomplir les missions qui leur sont confiées.

Plus généralement, en France comme dans les autres pays, le Groupe ne peut pas garantir que l'ARENH, les tarifs réglementés de vente, les TURPE ou les réglementations tarifaires locales seront fixés à des niveaux qui lui permettent de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long termes et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de service, de transport et de distribution.

Autres enjeux de régulation

- **Réglementation environnementale** (RE) : pour répondre à l'objectif de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) visant à l'horizon 2050 un parc de bâtiments résidentiels et tertiaires responsable de zéro émission de CO_2, la RE 2020, qui devrait entrer en vigueur début 2022 pour les maisons individuelles, logements collectifs, bâtiments de bureaux et d'enseignement et s'appliquerait un an plus tard pour les autres secteurs tertiaires, donne la priorité à la décarbonation des bâtiments. Corrigeant les écueils de la RT 2012 qui a conduit à généraliser le chauffage au gaz en logement collectif, la RE 2020 entend favoriser le recours aux

énergies bas carbone dans des bâtiments sobres en énergie en s'appuyant sur trois axes prioritaires :

- poursuivre l'amélioration de la performance énergétique et la baisse des consommations des bâtiments neufs, avec une isolation encore plus performante, minimale identique pour tous ;
- diminuer l'impact carbone des bâtiments neufs sur la partie « exploitation » et sur la partie « construction » ;
- garantir une meilleure adaptation aux conditions climatiques futures, notamment un « confort d'été » pour « résister aux épisodes de canicule qui seront plus fréquents et intenses du fait du changement climatique ».

En particulier, devrait être imposé un plafond d'émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'exploitation fixé à 4 kg eq. CO_2/m^2/an en maison individuelle, à 14 kg eq.CO_2/m^2/an en logement collectif dans un premier temps avant d'être ramené à 6 kg eq.CO_2/m^2/an par la suite. Ces valeurs faciliteraient le déploiement de solutions performantes et bas carbone comme les pompes à chaleur (PAC), les réseaux de chaleur vertueux (taux d'énergies renouvelables et récupérables ENR&R > 60 %) et la biomasse.

Les textes – décret et arrêté – permettant la mise en œuvre de ce dispositif devraient être publiés au cours du premier semestre 2021.

- **Certificats d'économie d'énergie** : en France, le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif pluriannuel d'économies et des sanctions financières en cas de non-respect des objectifs. Ce dispositif a été modifié à partir de la troisième période (2015-2017) en ajoutant un dispositif complémentaire relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, ce qui conforte les actions du Groupe relatives à l'enjeu RSE « Précarité énergétique et Innovation sociale ». Le niveau global des obligations a été doublé à la quatrième période (2018-20, prolongée jusqu'en 2021). La loi du 8 novembre 2019 comporte également un chapitre relatif à la lutte contre la fraude aux CEE et vise à renforcer fortement le nombre et l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

  Le doublement de l'obligation, dans un marché où l'activation de nouveaux gisements d'économies d'énergie générateurs de CEE prend du temps et fait l'objet d'une concurrence accrue entre les obligés, a conduit à une très forte tension, se traduisant notamment par une hausse significative du prix des échanges de CEE en gré à gré. Celle-ci s'est relativement stabilisée depuis le début de l'année 2019 sous l'effet cumulé du lancement d'opérations « coup de pouce » par le Gouvernement et de la prolongation d'un an de la quatrième période. Toutefois, le risque pesant sur l'atteinte de l'objectif à la fin de la période n'est pas écarté ce qui serait de nature à dégrader la situation financière du Groupe. De plus la cinquième période, qui devrait débuter en 2022, pourrait se traduire par des volumes d'obligations et des contraintes accrues, ce qui ferait peser de nouveaux risques sur l'atteinte de l'objectif. Enfin, il existe un risque de non-conformité des CEE (produits par EDF ou acquis), face auxquels le Groupe met en place une gouvernance et des dispositifs adaptés.

- **Prix du CO_2 :** Il existe aussi un risque, potentiellement induit par une régulation inadaptée, que les prix de CO_2 soient trop bas, ou trop volatils, et ne permettent pas un développement suffisant des solutions énergétiques bas carbone, au détriment d'une transition efficace en faveur de la lutte contre le changement climatique. Ceci peut constituer un risque de perte d'opportunité pour la valorisation des solutions énergétiques bas carbone du Groupe et remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de décarbonation.

1C : Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques.

Le Groupe exerce ses activités de production hydraulique dans le cadre de contrats de concessions d'autorisations ou de délégations. Le Groupe n'est donc pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite. En France, l'évolution du cadre législatif et réglementaire, notamment pour le renouvellement des concessions (régime des installations les plus puissantes), l'évolution des conditions économiques des cahiers des charges des concessions et les conditions de mises en œuvre des procédures de publicité et de mise en concurrence pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

En France, les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État pour les ouvrages dont la puissance est supérieure ou égale à 4,5 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW. Les enjeux associés au renouvellement des concessions hydrauliques en France sont précisés à la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique ». À ce jour, l'État n'a toujours pas renouvelé 20 titres de concession échus au 31 décembre 2020, correspondant à une puissance installée de 2,508 MW.

Le groupe EDF ne peut pas garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que l'indemnisation qui devrait lui être versée notamment par l'État en cas de résiliation anticipée de l'exploitation d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Le Groupe exerce également ses activités dans le cadre de concessions de production d'électricité hydraulique dans d'autres pays où il est présent, notamment en Italie. En fonction du contexte propre à chaque pays, ces concessions pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

1D : Évolution du cadre réglementaire des concessions de distribution d'électricité.

Enedis exerce ses activités de distribution dans le cadre de concessions de service public et n'est pas propriétaire de la plupart des actifs qu'elle exploite. L'évolution du cadre réglementaire ainsi que celle des cahiers des charges des concessions pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire

En France, il résulte de la loi qu'Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) disposent, dans leurs zones de desserte respectives (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) de droits exclusifs pour assurer le service public de la distribution publique d'électricité. De même, là encore au titre des droits exclusifs qui leur sont accordés par la loi, EDF et les ELD, exercent dans leurs zones de desserte la mission de fourniture aux tarifs réglementés.

Dans la mesure où l'ensemble des actifs constituant le réseau public de la distribution d'électricité est, mis à part les postes-sources, la propriété des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité (AODE), la loi prévoit qu'Enedis conclue avec ces dernières des contrats de concession, pour une durée allant généralement de 25 à 30 ans. Ainsi, Enedis assure ses missions de service public (entretien, renouvellement et développement du réseau, comptage, raccordements, etc.) aussi bien au titre de la loi (le code de l'énergie précise en effet les missions de gestionnaires de réseau de distribution) qu'au titre de ces contrats. Ces derniers ont par ailleurs pour objet, là encore en application de la loi, la fourniture aux TRV ; ils sont donc tripartites (ils lient l'AODE, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés).

En raison des droits exclusifs qui leur sont accordés, Enedis et EDF, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres acteurs. C'est sur ces bases légales que s'opère actuellement le processus de renouvellement des contrats de concession avec l'ensemble des AODE, et ce à partir d'un nouveau modèle de contrat établi en décembre 2017 par la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), France Urbaine, EDF et Enedis. Même si deux décisions récentes du Conseil d'État sont venues confirmer la compatibilité des droits exclusifs accordés à EDF et à Enedis avec, d'une part le droit de l'Union européenne et, d'autre part, le principe constitutionnel de libre administration des collectivités locales, le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe.

1E : Atteinte à l'éthique ou à la conformité.

Des risques de pratiques prohibées et contraires à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers, pourraient exposer le groupe EDF à des non-conformités à des réglementations, voire à des violations de droits humains ou de libertés fondamentales.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, notamment, sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des atteintes à ses engagements éthiques ou à des non-conformités pouvant porter atteinte à la réputation ou conduire à des sanctions civiles ou pénales.

Le Groupe a mis en œuvre l'ensemble des mesures nécessaires pour assurer la conformité de ses pratiques aux textes réglementaires en vigueur. Rattachée au Secrétariat Général, la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) a pour mission de diffuser la connaissance et le respect des valeurs éthiques du Groupe, ainsi que des principales réglementations, auxquelles le Groupe est soumis du fait de son activité et ses implantations géographiques. En particulier, afin de prévenir les risques d'atteinte à l'éthique ou de non-conformité, treize programmes ont été mis en place, couvrant les sujets suivants :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement européen EMIR (European Market Infrastructure Regulation visant à réguler les marchés financiers) ;
- la conformité au règlement REMIT (règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie) ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'*export control* (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé-sécurité).

Ces programmes sont précisés à la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains ». Le non-respect, de quelque manière que ce soit, des réglementations associées à ces différents thèmes pourrait entraîner des poursuites contre EDF, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives sur le résultat et la réputation du Groupe.

1F : Risque lié aux contentieux.

Des procédures ou contentieux pourraient avoir un impact significatif sur le plan financier ou sur la réputation du Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Le groupe EDF est, dans le cadre de ses activités courantes, impliqué dans des litiges dont l'évolution ou l'issue pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats ou la situation financière d'EDF.

En particulier, du fait de sa position sur certains marchés, le groupe EDF fait l'objet, en France, de procédures initiées par ses concurrents ou par des autorités administratives. Les réclamations formulées à l'encontre d'EDF peuvent être significatives et pourraient conduire au paiement d'une indemnité ou d'une amende voire au prononcé d'injonctions susceptibles d'impacter certaines de ses activités. Par exemple, dans le cadre des procédures devant les autorités de la concurrence en France ou la Commission européenne, le montant des amendes peut s'élever jusqu'à 10 % du chiffre d'affaires consolidé de la société concernée (ou du groupe auquel elle appartient, selon le cas). Le groupe EDF peut également être engagé dans des procédures contentieuses relatives à des litiges commerciaux ou fiscaux aux enjeux significatifs dont le résultat est par nature imprévisible.

Le groupe EDF estime respecter d'une manière générale et dans tous les pays où il poursuit ses activités, l'ensemble de la réglementation spécifique en vigueur, et notamment celle relative aux conditions d'exercice de ses activités nucléaires, mais il ne peut préjuger sur ce point de l'appréciation des autorités de contrôle et des autorités administratives ou judiciaires qui sont saisies. Ces risques font l'objet d'une vigilance particulière et de la mise en œuvre de politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité…). Une procédure de remontée d'informations à la Direction Juridique Groupe sur les litiges significatifs avérés ou potentiels ou autres contentieux et enquêtes est en place.

Les principales procédures dans lesquelles le groupe EDF est impliqué sont décrites dans les notes 17.3, 5 et 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés et à la section 7.1.5 Litiges.

1G : Compensation insuffisante des missions d'intérêt général.

EDF a en charge certaines missions d'intérêt général, notamment de service public, dont les coûts sont couverts par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus au titre de ces obligations, ou qui pourraient être remis en cause.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

En France, les missions de service public sont assignées à EDF par la loi (articles L. 121-1 et suivants du code de l'énergie notamment) qui prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions. Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en France en 2021 pour EDF s'élève à 9 492,1 millions d'euros, selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 juillet 2020 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021 (à noter : la créance CSPE historique a été totalement remboursée, l'échéancier étant arrivé à son terme). Les montants des charges de service public sont inscrits dans la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021.

Le développement des énergies renouvelables raccordées en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. Cette situation est susceptible de générer localement des risques de déséquilibre et des risques de contentieux si Enedis est conduit à découpler certains producteurs ou à les raccorder avec un retard significatif. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

Plus largement, les textes prévoient qu'EDF soit intégralement compensée des charges de service public qu'elle supporte. Cela étant, même si ce principe de compensation intégrale des charges de service public est de niveau législatif, il ne peut être complètement exclu que les termes de cette compensation soit remis en cause et que l'attribution d'une nouvelle obligation de service public à EDF ne soit pas comprise dans cette compensation (par exemple, à l'issue des négociations relatives au nouveau contrat de service public).

EDF maintient un dialogue nourri avec les services de l'État sur la question du financement des charges de service public de l'énergie pour la mise en œuvre et la sécurisation du mécanisme de compensation (impacts BFR notamment), afin de sécuriser le paiement par l'État en fin d'année et d'éviter les arbitrages interannuels par l'État.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF, ses résultats et la situation financière du Groupe. De telles situations pourraient également être de nature à remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de responsabilité sociale d'entreprise, notamment ceux en faveur des populations fragiles (voir section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale»).

2.2.2 Risques financiers et de marché

Le groupe EDF, par ses activités variées, est exposé à de nombreux risques financiers et de marché. Cette section décrit ces différents risques en abordant les risques de taux d'intérêt, les risques de marchés financiers, les risques marchés énergies, les risques de change, de contrepartie et de liquidité. Tous ces risques pourraient affecter la capacité du Groupe à financer ses investissements. Les risques financiers et de marché sont également développés dans le rapport d'activité (section 5.1.6) et les annexes des comptes.

2A – Risque de taux d'intérêt.

Le Groupe est exposé aux risques liés à l'évolution des taux d'intérêt dans différents pays dans lesquels il opère. Ces taux dépendent en partie des décisions des banques centrales.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Risque de baisse des taux d'intérêt

Des variations à la baisse des taux d'intérêt pourraient affecter l'endettement économique du Groupe, du fait de l'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers, ainsi que des passifs actualisés du Groupe. Les taux d'actualisation des engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020) et les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020) sont en effet liés directement ou indirectement aux taux d'intérêt aux différents horizons de temps.

Pour le cas particulier des provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation pourrait en outre être amené à baisser au cours des prochaines années compte tenu de baisse des taux au cours des dernières années. L'importance de cette baisse le cas échéant sera dépendante de l'évolution future des taux, principalement des taux souverains à 20 ans.

L'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007, décrit de nouvelles dispositions concernant le plafond réglementaire du taux d'actualisation. Celui-ci est désormais exprimé en valeur réelle égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière du taux d'intérêt réel à long terme retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (UFR) applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023.

Par ailleurs, une augmentation des provisions nucléaires du fait d'une baisse du taux d'actualisation pourrait rendre nécessaires des dotations aux actifs dédiés, et se traduirait par un effet défavorable sur les résultats, sur la génération de cash-flow et l'endettement financier net du Groupe.

Le cas échéant, une augmentation des provisions, notamment celles soumises à actifs dédiés, ne signifie pas néanmoins une transposition mécanique sur le montant à doter aux actifs dédiés aux dates considérées, celui-ci étant notamment fonction :

- de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant ;
- du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité de fixer un délai maximum pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité de tutelle.

À cet égard, le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires a modifié le cadre réglementaire de l'obligation de dotation :

- suppression de l'obligation qui existait précédemment dans certaines conditions, de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % ;
- relèvement du seuil à 120 % (contre 110 % auparavant) au-delà duquel des retraits aux actifs dédiés sont possibles ;
- passage à 5 ans (au lieu de 3 ans précédemment) du délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative.

Ces évolutions n'ont pas d'impact sur l'obligation préexistante de dotation en 2020 au titre des comptes au 31 décembre 2018 (797 millions d'euros) qui a été remplie en 2020.

Compte tenu de l'évolution du cadre réglementaire, aucune dotation complémentaire n'est attendue au titre de l'année 2020, le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés étant supérieur à 100 %.

Au global, une baisse des taux d'intérêt de 1 % aurait les impacts suivants :

(i) un impact sur le résultat avant impôt qui pourrait s'élever jusqu'à environ - 1 220 millions d'euros pour les passifs nucléaires en France, en conséquence de l'impact de cette baisse de taux sur le taux d'actualisation correspondant, toute chose égale par ailleurs ;

(ii) un impact sur le résultat avant impôt d'environ - 200 millions d'euros pour les provisions pour avantages du personnel en France, en conséquence de l'impact de cette baisse de taux sur le taux d'actualisation correspondant.

Au total, la sensibilité du résultat avant impôt s'établit par conséquent jusqu'à environ - 1 420 millions d'euros pour une baisse de 1 % des taux d'intérêt.

Risque de hausse des taux d'intérêt

Des variations à la hausse des taux d'intérêt pourraient affecter la capacité du Groupe à se financer à des conditions optimales, voire sa capacité à se refinancer si les marchés étaient très tendus du fait du risque relatif à l'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Les titres financiers et les produits dérivés détenus par le Groupe, ainsi que les dettes émises, peuvent payer ou recevoir des coupons directement indexés sur les taux d'intérêt variables.

Ainsi, une hausse des taux d'intérêt de 1 % aurait un effet d'environ - 200 millions d'euros sur le résultat avant impôt, du fait de l'augmentation des coupons liés aux dettes émises par le Groupe.

Par ailleurs, ces impacts défavorables liés à une hausse des taux sont en principe plus que compensés par les impacts favorables liés à une hausse des taux d'intérêt en lien avec les engagements de long terme (voir le point précédent).

2B – Risque marchés financiers.

Du fait de ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers notamment à un risque sur les actifs détenus sous forme d'actions.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le Groupe est exposé à un risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2020 s'élève à 13 362 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin décembre 2020 à 26,6 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 9,2 % à fin 2019. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 3 554 millions d'euros.

À fin décembre 2020, la sensibilité des obligations cotées (12 396 millions d'euros) s'établissait à 5,5, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 678 millions d'euros. La sensibilité était de 6,1 à fin décembre 2019.

2C – Risque marchés énergies.

Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marchés de gros européens de l'énergie et des marchés de capacités, dont les niveaux impactent sa situation financière.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros : électricité – prix de l'énergie et prix des garanties de capacité pour les pays concernés – gaz, charbon, produits pétroliers, quotas d'émissions de CO_2 (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture » pour des informations sur les évolutions récentes de ces prix). Il existe une corrélation entre ces marchés : une baisse des prix du gaz, du charbon, des produits pétroliers ou du CO_2 entraîne une baisse des prix de l'électricité. Compte tenu de la prédominance de la production nucléaire dans le parc EDF, qui ne nécessite ni gaz ni charbon et n'émet pas de CO_2, la baisse du prix de ces commodités a un impact positif très limité pour le Groupe par rapport à l'impact négatif de la baisse des prix de l'électricité qui en découle.

Différents facteurs, sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle, agissent sur ces niveaux de prix : les cotations des commodités sur les marchés mondiaux, l'équilibre entre l'offre et la demande, mais aussi les politiques tarifaires, fiscales ou les subventions allouées à certains moyens de production. Ces marchés peuvent ainsi connaître des fluctuations de prix importantes et non prévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

Cette exposition impacte ainsi le chiffre d'affaires et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe. En particulier, des prix durablement bas de l'électricité peuvent affecter la rentabilité des unités de production du Groupe et plus largement la valeur des actifs, ainsi que les conditions de leur entretien, leur durée de vie et les éventuels projets de renouvellement.

En France, le degré d'exposition aux prix de marché de l'électricité dépend du niveau de ventes dans le cadre du dispositif ARENH actuellement applicable jusqu'à fin 2025, lui-même dépendant du niveau des prix de marché et de possibles évolutions régulatoires. Les risques liés aux évolutions possibles du dispositif ARENH sont décrits au risque 1B « Évolution du cadre réglementaire ».

Le Groupe gère son exposition aux marchés de l'énergie à travers une politique spécifique de risques marchés énergies, qui vise essentiellement à réduire progressivement les incertitudes sur le niveau de ses résultats financiers des années proches (voir section 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » pour des informations plus détaillées sur les principes et organisations associés). Cette politique permet ainsi de lisser l'impact des variations de prix mais ne peut permettre de l'annuler : le Groupe reste soumis aux tendances structurelles de mouvement à la hausse ou à la baisse de ces marchés (voir note 18.6 « Risques marchés et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).

Par ailleurs, une instruction REMIT Groupe définit les attendus permettant de s'assurer du respect par les entités du Groupe du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie (règlement UE n° 1227/2011, voir section 3.3.2.2.4 « La conformité au règlement REMIT »). Il existe néanmoins un risque que la conformité à ce règlement ne soit pas assurée.

2D – Risque de taux de change.

Du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et la situation financière.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les taux de rentabilité interne (TRI) des projets.

Le Groupe étant impliqué dans des contrats longs, une variation défavorable des devises pourrait avoir des conséquences sur la rentabilité des projets. En l'absence de couverture, les fluctuations de change entre l'euro et les devises des différents marchés internationaux sur lesquels le Groupe opère peuvent donc significativement modifier les résultats du Groupe et rendre difficiles les comparaisons de performance d'une année à l'autre. Si l'euro s'apprécie (ou se déprécie) par rapport à une autre devise, la valeur en euros des éléments d'actif et de passif, des produits et des charges initialement comptabilisés dans cette autre devise diminuera (ou augmentera). En outre, dans la mesure où le Groupe est susceptible d'encourir des charges dans une devise différente de celle dans laquelle les ventes correspondantes sont réalisées, des fluctuations des taux de change pourraient entraîner une augmentation des charges, exprimées en pourcentage du chiffre d'affaires, ce qui pourrait affecter la rentabilité et le revenu du Groupe.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 46 % et 67 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

2E- Risque de contrepartie.

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients).

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances, surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles).

La crise Covid peut induire des risques de défaillance de certaines contreparties du Groupe. Le Groupe reste vigilant notamment sur les contreparties industrielles qui pourraient être fragilisées par cette situation économique dégradée. À ce jour, il n'est pas identifié d'impact matériel sur les contreparties commerciales du Groupe.

Le risque peut être couvert par le recours à des appels de marges.

Par ailleurs, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

À fin septembre 2020, les expositions du Groupe sont à 92 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués.

2F – Risque d'accès à la liquidité.

Le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout événement exceptionnel.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

La capacité du Groupe à lever un nouvel endettement, à refinancer son endettement existant ou plus généralement à lever des fonds sur les marchés financiers, et les conditions pouvant être obtenues pour ce faire, dépendent de nombreux facteurs, dont la notation des entités du Groupe par des agences de notation. La dette du Groupe est périodiquement notée par des agences de notation indépendantes. Toute dégradation de la notation de la dette d'EDF pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer. Pour faire face aux besoins de liquidité, le Groupe dispose d'une réserve de *cash* importante. Le recours à des émissions hybrides est envisageable. À ce titre, le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANEs Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros.

Par ailleurs, pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe *via* la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP, 10 milliards de dollars américains pour les US CP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire ;
- des analyses de besoin de liquidité ont été mises à jour pendant la crise de mars et fin 2020, montrant des besoins potentiellement augmentés suite aux conséquences de la crise sanitaire. EDF a fait le choix de recourir à des mises en pension de titres au moment de la crise de mars, ce qui a permis de créer des liquidités importantes. Ces dispositifs ont été progressivement désactivés à partir de l'été 2020.

2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques

3A – Capacité de transformation face aux ruptures.

La stratégie de développement du Groupe, l'évolution du périmètre d'activités et les synergies au sein du Groupe pourraient ne pas être mises en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe, alors même qu'il doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, notamment sur le marché français de l'électricité, qui est son marché principal.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

En France, depuis le 1er juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité (voir section 1.4.2.1 « Présentation du marché en France »). Dans un contexte d'accroissement de l'intensité concurrentielle (nouvelles attentes des clients, nouvelles réglementations, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, évolution des prix de marché, etc.), cette évolution a eu et pourra encore avoir, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires et le résultat du Groupe en France. EDF doit en conséquence adapter ses dépenses de commercialisation ; une adaptation insuffisante pourrait avoir un impact négatif sur sa profitabilité. De plus, la crise sanitaire Covid pourrait avoir des effets sur la demande et la fragilisation de l'économie, ce qui pourrait se traduire par des impayés ou des irrécouvrables. Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.). Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution dans le temps de cette concurrence et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent notamment de la profondeur du marché et de la régulation dans le pays concerné et d'autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle.

Dans ce contexte, et notamment suite au développement de nouveaux usages de l'électricité bas carbone et des services énergétiques et d'efficacité énergétique, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché, d'atteindre ses objectifs de décarbonation à l'aval ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore risque de voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie ou sa situation financière.

Par ailleurs, le Groupe, en ligne avec sa raison d'être et ses engagements RSE, entend poursuivre son développement en tant qu'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone en France, dans ses pays cœurs en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) et dans les autres pays où le Groupe est présent conformément à la stratégie CAP2030. Cette stratégie associe la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants. La stratégie et les leviers de la transformation du Groupe sont décrits dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe ».

Une faible synergie dans le déploiement du modèle du Groupe avec notamment une intégration amont/aval ou à travers la valorisation de la complémentarité des métiers et de la diversité des solutions déployées par le Groupe (voir la section 1.4 « Description des activités du Groupe »), pourrait conduire à une augmentation des risques liés aux aléas physiques et de marché, et à une perte de marge brute, au détriment des clients, des filiales et de la performance du Groupe. De plus, une valorisation insuffisante de la diversification géographique, ou de la diversification et de la complémentarité des solutions industrielles bas carbone proposées par le Groupe, ou encore la diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré, pourraient réduire la capacité du Groupe à faire face à la saisonnalisation de l'activité de production et de vente d'électricité, à la diversité des attentes locales et de proximité de ses clients et de ses parties prenantes, et à l'efficience et donc la compétitivité des solutions industrielles bas carbone mobilisées.

Afin de se donner les moyens de sa stratégie, le Groupe met en place des programmes de développement, d'adaptation, de transformation et des plans de performance. Ces programmes peuvent être complétés par une analyse stratégique des actifs, qui peut elle-même conduire à un besoin d'agilité financière supplémentaire donnant lieu à des cessions ou des acquisitions.

Tourné prioritairement vers ses clients et ses parties prenantes, le Groupe entend se développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'efficacité énergétique et de décarbonation des usages, son offre de solutions de production d'électricité bas carbone et décentralisée, son offre de solutions de stockage diffus, dans une logique de développement durable et dans la proximité avec les clients et les territoires. Cette transformation pourrait ne pas être suffisante ou suffisamment innovante face aux évolutions technologiques et sociétales et face à la vigueur de la concurrence.

Le Plan Solaire, le Plan Stockage électrique et le Plan Mobilité électrique constituent trois leviers majeurs pour développer et élargir l'éventail des solutions énergétiques bas carbone proposées par le Groupe en complément des moyens de production déjà largement existants au sein du Groupe notamment éoliens, solaires, hydrauliques et nucléaires.

De plus, dans le contexte du plan de relance (France, Europe), il existe un risque de ne pas saisir les opportunités nouvelles (développement Hydrogène, chantiers de rénovation).

Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut garantir que ces différents projets portant sur son offre comme sur les diverses solutions industrielles bas carbone déployées pour y répondre pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires, partenariales ou juridiques satisfaisantes. Il ne peut garantir qu'ils assureront dans la durée la réponse aux besoins exprimés par nos clients et parties prenantes et la rentabilité escomptée au départ. Tout cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe, sur son engagement dans la lutte en faveur du climat, et sur sa réputation.

Les coûts du nucléaire et leur évolution (projets nouveau nucléaire, « Grand Carénage », etc.) ainsi que la capacité du Groupe à les financer pourraient contraindre le Groupe à reconsidérer le rythme de déploiement de sa stratégie.

Pour atteindre ses objectifs stratégiques de transformation, les programmes d'adaptation mis en œuvre par le Groupe reposent en partie sur la mobilisation individuelle et collective du personnel. Cette mobilisation pourrait ne pas être suffisante en raison d'un climat social dégradé du fait même des changements liés à ces adaptations, touchant notamment à l'organisation du Groupe, ou à des évolutions d'ordre plus général (crise sanitaire).

3B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition.

Le Groupe est exposé aux effets physiques du changement climatique qui pourraient avoir des conséquences sur ses propres installations industrielles et tertiaires et plus globalement sur la situation financière du Groupe. De plus, l'environnement sociétal, technologique et économique pourrait ne pas être favorable aux solutions bas carbone portées par le Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Risques physiques

Les installations du groupe EDF sont étroitement liées aux ressources en eau, vent et ensoleillement ; la fiabilité globale du système électrique repose sur la résilience aux conditions climatiques des installations de production et des infrastructures de réseaux de distribution et de transport. Du fait de cette sensibilité au climat, les activités du groupe EDF sont susceptibles d'être affectées significativement par les effets physiques du changement climatique, qu'il s'agisse des effets chroniques ou de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité d'événements climatiques extrêmes. Face à ces risques, les entités opérationnelles du Groupe doivent mettre régulièrement à jour leur plan d'adaptation au changement climatique, en s'appuyant chaque fois que possible sur les scénarios du GIEC, afin d'examiner les dispositions prises et à prendre. De plus, des réexamens périodiques sont réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques, intégrant à la fois le retour d'expérience et les projections liées au changement climatique, ce qui est un pilier fondamental de la robustesse des installations. À l'appui de ces actions, Le groupe EDF s'est doté depuis les années 1990 d'une compétence spécifique de R&D sur les enjeux climatiques, investie dans des projets de recherche académiques collaboratifs.

Les effets du changement climatique font toutefois l'objet de nombreuses incertitudes. Malgré les actions engagées par le groupe EDF, ils pourraient avoir des conséquences défavorables sur la continuité de l'activité du Groupe, ses résultats opérationnels, ses flux de trésorerie et plus globalement ses performances opérationnelles. De plus, le renouvellement ou la mise en place des couvertures assurantielles spécifiques pourraient s'avérer difficiles ou coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes observées ces dernières années.

Risques de transition

La raison d'être du groupe EDF adoptée en mai 2020 met en son cœur l'objectif de « construire un avenir énergétique neutre en CO_2 ». La majeure partie des investissements du Groupe sont orientés vers cette stratégie bas carbone, en faveur du climat (voir section 3.1.1.4 « EDF, investisseur le plus importantdans les énergies décarbonéesen Europe »). Le Groupe avait déjà pris en 2018 l'engagement de réduire fortement ses émissions directes de gaz carbonique avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017 (réduction de 40 %). En 2020, en intégrant la coalition *Business Ambition for 1.5 degrees*, le groupe EDF a encore conforté cette ambition. Il prend de nouveaux engagements, pour atteindre la neutralité carbone en 2050, tant en émissions directes qu'indirectes (scopes 1, 2 et 3), avec des jalons prévus en 2023 et 2030. Cette trajectoire a été labellisée en 2020 par l'organisme SBTi comme allant au-delà des 2°C de l'Accord de Paris. Ainsi, pour la première fois le groupe EDF s'est fixé des objectifs de réduction sur ses émissions indirectes, couvrant notamment les émissions associées à la vente de gaz aux clients finaux (Voir section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe »). L'ensemble de ces actions améliore la maîtrise du risque de transition.

L'atteinte de l'objectif de réduction des émissions et plus généralement la réussite de la stratégie bas carbone du Groupe sont principalement conditionnées par la poursuite de l'acceptation sociétale de l'énergie nucléaire, la réussite de la fermeture ou de l'adaptation de centrales au combustible fossile et par le développement accéléré de moyens de production renouvelables en complément de la production nucléaire et hydraulique. Le Groupe s'est en particulier mobilisé dans le développement de l'énergie solaire en France, dans le stockage électrique et dans la mobilité électrique bas carbone, ce qui permettra de valoriser et de promouvoir les solutions énergétiques bas carbone du Groupe notamment pour le secteur du transport aujourd'hui encore très fortement émetteur de gaz carbonique en France et en Europe.

Ainsi, la stratégie du groupe EDF et son mix énergétique s'inscrivent pleinement dans les politiques publiques de transition bas carbone, qui apportent à EDF l'opportunité de valoriser l'ensemble de ses investissements et activités. Néanmoins le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à cette opportunité. En particulier l'énergie nucléaire pourrait ne pas être reconnue au niveau sociétal comme déterminante pour permettre la transition bas carbone. Ainsi à titre d'exemple :

- les normes ou taxonomies en cours de mise en place afin de reconnaître les énergies décarbonées pourraient comporter des critères qui excluraient de fait l'énergie nucléaire, ce qui serait un risque très important pour EDF et plus généralement pour l'atteinte des objectifs nationaux et européens de réduction des émissions. Voir notamment le risque n° 1A ci-dessus « Évolutions des politiques publiques France et Europe » ;
- dans le cadre de la préparation de la Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028, le gouvernement a demandé d'examiner plusieurs scénarios entre 2030 et 2050, « allant d'un scénario 100 % renouvelable à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité ».

En outre les nouvelles solutions énergétiques bas carbone peuvent induire de nouvelles interrogations sociétales (nouvelles technologies intrusives, emprises foncières, nouveaux conflits d'usage dans l'utilisation de l'eau, ou dans l'utilisation de ressources rares, etc.). Des évolutions législatives ou réglementaires nouvelles induites par le changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et être source de nouveaux risques juridiques ou de non-conformité. Le Groupe pourrait également être amené à faire face à l'émergence de nouvelles technologies ou solutions disruptives s'inscrivant dans les objectifs de la transition.

De telles situations pourraient être de nature à rendre plus difficiles la réalisation de ces transformations et l'atteinte les objectifs visés. Elles pourraient affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation ou ses perspectives.

Synthèses et cartographie des risques

En 2019, une synthèse sur le changement climatique et ses impacts sur EDF a été présentée devant le Conseil scientifique d'EDF (voir section 3.1.3.2 « Mise en oeuvre des recommandations de la TCFD »). Une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe, portant sur l'ensemble des risques physiques et de transition, a également été établie suivant les recommandations de la TCFD (*Task Force for Climate Financial Disclosures*, voir section 3.9.4 « Détail des risques climatiques du Groupe »). Les risques climatiques ont été identifiés et évalués selon la méthode générale de cartographie des risques du Groupe. Cette cartographie des risques climatiques, s'appuyant notamment sur les plans d'adaptation des entités opérationnelles et sur le rapport au Conseil scientifique, a débouché en 2020 sur un plan d'actions « résilience » mobilisant le Groupe tant au niveau *Corporate* qu'au niveau des entités. Elle a été examinée par le Comité d'audit. Une description détaillée de cette cartographie des risques est précisée à la section 3.9.4.

3C – Adaptation des compétences des salariés.

L'adaptation et le développement des compétences pourraient être insuffisants au regard de la transformation du Groupe, des besoins des métiers et des nouvelles donnes en matière d'organisation et de modes de travail.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Dans un environnement impacté par les transitions énergétique et numérique, le périmètre des activités du Groupe évolue. De nouveaux métiers se développent, les modes de travail évoluent (responsabilisation, intelligence collective, fonctionnement en plateau projet, travail à distance accentué, etc.).

Si les plans d'action mis en œuvre jusqu'à présent ont permis de maîtriser la trajectoire des effectifs et l'adaptation des compétences, le risque d'inadéquation des compétences perdure pour les années à venir, dans ce contexte de mutation.

La maîtrise du risque repose sur la recherche d'adéquation des compétences aux besoins à court, moyen et long termes, le soutien de l'employabilité des salariés et une gestion plus fluide de la mobilité interne. À ce titre, les actions engagées depuis 2018 portent sur :

- une anticipation de l'avenir, en analysant les besoins prévisionnels en termes de ressources et de compétences à court/moyen termes (GPEC [1]) et plus long terme (Prospective) ;
- la poursuite d'une démarche ambitieuse de développement des compétences *via* la formation classique et le développement des actions de professionnalisation ;
- le développement de l'employabilité des salariés afin de faciliter leur évolution professionnelle et les changements de métier ;
- la mise en place des conditions favorisant la mobilité interne au sein du Groupe ;
- une politique de recrutement externe, ciblant les compétences de demain non disponibles sur le marché interne de l'emploi – pour laquelle le groupe EDF se positionne parmi les 1ers recruteurs en France – et empreinte d'une démarche d'employeur inclusif favorisant le *sourcing via* l'alternance et les stages de fin d'étude, avec un zoom spécifique sur les candidats issus des zones de revitalisation rurale (ZRZ) et les quartiers politiques de la ville (QPV) ;
- la valorisation des parcours externes comme levier d'acquisition de nouvelles compétences (PAME [2], CCE [3]) et des fins de carrière « triplement gagnant » (salarié, entreprise, territoire) *via* le mécénat de compétences sénior ;
- un dialogue social nourri, afin de s'assurer d'une bonne compréhension par les Organisations Syndicales des orientations emploi et compétences.

Les temps d'acquisition de l'expérience peuvent nécessiter plusieurs années et des recouvrements sont nécessaires pour assurer la transmission des connaissances et l'acquisition des savoirs. Le Groupe a lancé en 2020, dans le cadre du plan Excell notamment, un dispositif de *knowledge management* qui doit permettre de sécuriser les compétences du domaine nucléaire.

Le groupe EDF considère l'adéquation dynamique des compétences aux besoins comme un enjeu majeur et met donc en œuvre les dispositions adéquates dans l'accompagnement du changement.

Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes et à des conditions satisfaisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité, sa situation financière et sa réputation en tant qu'employeur.

3D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme.

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité. La réforme en cours des retraites en France pourrait avoir un impact sur les engagements du Groupe.

Au 31 décembre 2020, la duration moyenne des engagements pour avantage du personnel s'établit à 20,6 ans en France et 23,5 ans au Royaume-Uni.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds de pension au Royaume-Uni, où la couverture des engagements est une obligation réglementaire, et des fonds externalisés en France, qui permettent une couverture partielle des engagements.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds de pension au Royaume-Uni devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

(1) Gestion Prévisionnelle des Emplois et Carrières.
(2) PAME : Parcours Accompagné de Mobilité Externe.
(3) CCE : Congé Création d'Entreprise.

2.2.4 Performance opérationnelle

Cette section détaille les risques les plus significatifs liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différentes activités et projets industriels y compris EPR.

La non-atteinte des résultats opérationnels attendus peut conduire à dégrader directement la situation financière du Groupe, sa réputation, et sa propre capacité de transformation.

4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR.

Le Groupe réalise des projets de très grande ampleur. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact financier potentiel sur ses capitaux propres et de conséquences sur sa stratégie de développement. En particulier, la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une grande complexité, qui requièrent des investissements importants et de longues procédures d'instruction et d'autorisations réglementaires.

Les projets en cours les plus importants concernent la réalisation de chantiers nucléaires de grande ampleur et au premier plan les projets EPR. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe.

Les autres projets d'ampleur peuvent également concerner, en France ou à l'international, des ouvrages en mer pour les énergies nouvelles (éolien *off-shore* en France), la pose de nouveaux compteurs (Linky en France, porté par Enedis) sur l'ensemble d'un réseau de distribution concernant des dizaines de millions de clients, en France ou au Royaume-Uni, la réalisation de projets hydrauliques, ou de grands projets liés au parc nucléaire existant (Grand Carénage, et projets de déconstruction).

Projets complexes soumis à de nombreux aléas

La réalisation de ces projets peut être confrontée à de nombreux aléas techniques, industriels, opérationnels, économiques, réglementaires, politiques, environnementaux ou d'acceptabilité susceptibles de remettre en cause les échéanciers, les coûts associés, ou la rentabilité des projets.

Tous ces projets sont de grande envergure et de longue durée ; ils impliquent de nombreux partenaires industriels. Les relations avec les partenaires associés à EDF dans ces projets peuvent également être source de difficultés. Par exemple, les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre (*cf* risque 4E). Les tensions entre le Royaume-Uni et la Chine, et des inflexions stratégiques de notre partenaire chinois, pourraient notamment peser sur l'évolution du partenariat avec CGN.

La crise sanitaire a affecté le déploiement de ces grands projets et pourrait, si elle devait s'aggraver, induire des retards ou des surcoûts, liés notamment aux contraintes sanitaires imposées (gestes barrières, couvre-feu…).

Financement et autorisations des grands projets

Ces projets nécessitent en particulier des autorisations administratives, des licences ou des permis qui peuvent faire l'objet de contentieux, de retraits ou de retards d'obtention.

Ils nécessitent également des investissements considérables dont les conditions de financement et de tarification peuvent être encore à confirmer ou à modifier. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique, institutionnel ou d'avancement adéquats des projets en cours, être retardée.

A ce jour, le cadre juridique relatif à la taxonomie européenne pour la Finance durable (projet d'acte délégué de taxonomie) proposé par la Commission n'inclut pas le nucléaire, traité dans un processus spécifique. Si ce processus devait aboutir à l'exclusion du nucléaire cela nuirai gravement à la capacité du Groupe à financer les futurs grands projets nucléaires (voir risque 1A).

Enjeux RSE

Un très grand nombre de parties prenantes peuvent être impliquées dans ces projets qui peuvent, par exemple, nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'acceptation locale. Afin d'améliorer la maîtrise de ces projets, le Groupe s'est engagé dans une refonte de son *management* de projets et a défini une politique « Engagements » qui impose une analyse des risques et des éléments de sécurisation associés. Cette maîtrise des projets prend en compte, conformément au plan de vigilance d'EDF, leurs impacts potentiels sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité, ainsi que les enjeux RSE de dialogue et de concertation avec les parties prenantes, de développement territorial, de développement des filières industrielles, d'éthique et de gestion responsable du foncier (voir sections 3.2, 3.3, 3.4 et 3.6).

Performance

La réussite des projets EPR, en particulier, conditionne l'avenir de la filière industrielle nucléaire. Elle est un enjeu majeur pour le Groupe. Le Groupe met en œuvre depuis décembre 2019 le plan Excell qui vise à permettre à la filière nucléaire française de mener à bien ses projets nucléaires (voir section 1.4.1.1.1).

De telles situations pourraient, notamment en cas de non-respect d'engagements contractuels du Groupe ou d'exposition potentielle du Groupe face à des aléas significatifs dans la réalisation de ces projets ou l'exploitation de ces réacteurs, avoir une incidence majeure sur les activités du Groupe, son résultat, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation, son organisation et ses perspectives.

Maîtrise opérationnelle des projets EPR

France

EPR Flamanville 3

Le projet de Flamanville 3 (voir section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») constitue un enjeu majeur pour le Groupe, à la fois industriel, réglementaire et financier. La réalisation des objectifs de calendrier et de coûts reste conditionnée, notamment, par :

- la mise en œuvre du plan d'actions sur une centaine de soudures à reprendre situées sur les tuyauteries du circuit secondaire principal (VVP et ARE [(1)]), ainsi que celles des 8 traversées pour lesquelles l'ASN a demandé une réparation avant le démarrage de l'EPR. Pour ces soudures des traversées, le scénario privilégié de reprise fait appel à des robots télé-opérés ; ce scénario pourrait se heurter à des difficultés de réalisation compte tenu notamment de son caractère innovant et du report de l'instruction de l'ASN. À cet égard, l'autorisation de l'ASN est attendue aujourd'hui au 1er trimestre 2021. La réparation de l'ensemble de ces soudures est sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible ;
- les actions documentaires ou correctives en cours d'études et leur validation par l'ASN suite à la prise en compte incomplète du référentiel d'étude de 2006 pour l'implantation de trois piquages du circuit primaire principal et pour laquelle un événement significatif a été déclaré le 2 mars 2021 auprès de l'ASN ;
- les re-contrôles par sondage prescrits par l'ASN sur les soudures du circuit primaire principal ;
- la réussite des essais de démarrage encore à réaliser et le transfert de l'ensemble des systèmes à l'exploitant ;
- l'obtention des différentes autorisations qui doivent encore être délivrées par l'ASN, en lien avec l'instruction des dossiers techniques liés au *licensing* de l'EPR. Dans ce contexte, un décret du 25 mars 2020 a porté le délai maximum de mise en service du réacteur à avril 2024 ;
- le vieillissement des équipements et matériaux en raison de la durée du chantier ;
- l'émergence de tout autre risque notamment dans le cadre de la poursuite des travaux.

Le groupe a indiqué dans un CP du 9 octobre 2019 que le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduisait, sous réserve de la validation par l'ASN de ce scénario et de la date à laquelle elle interviendrait, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022. À fin 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de date du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019, mais a montré que le projet n'a plus aucune marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts.

(1) VVP : circuit vapeur principal ; ARE : circuit d'alimentation en eau des GV.

Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN notamment sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal. Le report de l'approbation par l'ASN du procédé de réparation des soudures de traversée par robots télé-opérés au premier trimestre 2021 est un risque supplémentaire sur le coût à terminaison et le calendrier du chantier.

Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison est donc très élevé et le projet pourrait faire face à d'autres éventuels surcoûts et délais potentiellement significatifs en cas de nouvel aléa, notamment si le scénario de repli en matière de reprise des soudures de traversées devait *in fine* être retenu (scénario non privilégié par EDF).

Il est rappelé que le coût de construction à terminaison de 12,4 milliards d'euros est exprimé en Euros 2015 et qu'il n'intègre pas les intérêts financiers intercalaires. S'agissant d'un coût de construction, il n'intègre pas non plus d'autres éléments nécessaires au projet tels que les pièces détachées destinées au fonctionnement ultérieur de la centrale, ni le coût de remplacement de la cuve. Le montant des intérêts intercalaires tels que figurant dans les comptes à fin décembre 2020 s'élève à 3 291 millions d'euros. Les coûts supplémentaires par rapport à l'estimation précédente, soit 1,5 milliard d'euros 2015, sont comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation [1] (APCE) et non en investissements. Pour 2020, ces surcoûts enregistrés en APCE se sont élevés à 397 millions d'euros.

Par ailleurs, ces montants correspondent aux coûts encourus au 31 décembre 2020, et non à des coûts projetés à la date de chargement du combustible prévue à fin 2022.

Renouvellement parc nucléaire en France – EPR2

Les études du Projet EPR 2 se poursuivent afin de proposer un réacteur compétitif en vue d'une partie du renouvellement du parc nucléaire existant. La non-obtention de la cible de compétitivité, l'absence d'un cadre régulatoire approprié, la non-obtention ou l'obtention tardive des autorisations requises pour poursuivre le développement du réacteur, pourraient avoir une incidence sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets - Nouveau Nucléaire »).

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée par décret du 21 avril 2020. Conformément à ces orientations, le gouvernement a demandé à EDF de préparer avec la filière nucléaire, d'ici mi-2021, un dossier complet sur un programme de renouvellement des installations nucléaires en France. Le contrat de filière, signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN), comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la réalisation d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France. Afin de s'inscrire dans cette démarche, EDF a engagé la préparation de propositions économiques et industrielles sur la base de la technologie EPR 2. EDF fournit ainsi les éléments permettant aux pouvoirs publics de définir un cadre de régulation approprié pour assurer le financement d'un tel programme industriel.

Le Président de la République a déclaré, le 8 décembre 2020, que "la décision définitive de construction de nouveaux réacteurs devra être prise au plus tard en 2023, lorsque l'EPR de Flamanville sera entré en service". De nouveaux retards dans la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, un nouveau report de la décision ou une décision de ne pas construire ces réacteurs pourraient impacter la situation financière du Groupe.

Chine

EPR Taishan

En Chine, le Groupe détient une participation de 30 % aux côtés de son partenaire chinois CGN et de Guangdong Energy Group (19%) au sein de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited). Taishan 1 a été le premier réacteur EPR à être couplé au réseau le 29 juin 2018. Sa mise en service commercial est intervenue le 13 décembre 2018. Le réacteur Taishan 2 est quant à lui entré en service commercial le 7 septembre 2019 (voir section 1.4.1.1.3.2). Le tarif de rachat de l'électricité produite par Taishan a été fixé à 435 RMB/MWh (environ 56 €/MWh) pour un minimum de 7500 heures de fonctionnement par an et par réacteur, l'éventuel surplus étant vendu au prix de marché. Il est inférieur aux attentes d'EDF. Taishan dépend du gestionnaire de réseau public China Southern Power Grid pour la régulation entre les différentes unités de production. Facteurs très importants pour la performance économique de la centrale, les premières conditions de tarif et d'appel de capacités sont en vigueur jusqu'à fin 2021. Le travail se poursuit, avec CGN, auprès des autorités chinoises compétentes qui décideront des prochaines conditions tarifaires. La rentabilité de l'actif est également soumise au risque d'évolution du volume de vente à ce tarif, dans un contexte de développement du marché de l'électricité.

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, le nouveau contexte créé par la mise en œuvre du Brexit (voir section 1.4.5.1.2.4) peut conduire à modifier les conditions de réalisation et de rentabilité des projets et à réinterroger voire éloigner des investisseurs associés aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni ou en Europe. L'accord du 24/12/20 pourrait générer des perturbations impactant les projets en cours. Toutefois, la préparation menée par le Groupe face à cette nouvelle situation pourrait limiter l'exposition à ce risque et l'ampleur d'un éventuel impact. (voir section 1.4.5.1.3).

Hinkley Point C – EPR

La maîtrise de la conception et la mise sous contrôle des fabrications et des jalons majeurs du chantier de construction d'Hinkley Point C conditionnent la rentabilité du projet et le financement des autres éventuels futurs projets au Royaume-Uni. Le Groupe a une participation de 66,5 % dans le Projet Hinkley Point C, avec à ses côtés son partenaire chinois CGN pour 33,5 % (voir sections 1.4.1.1.3.2 « Autres projets – Nouveau Nucléaire » et 1.4.5.1.2.5 « Royaume-Uni – Division Nouveau Nucléaire »).

En juin 2019, le projet HPC a atteint le jalon J-0 (achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité n° 1) comme prévu. Le radier de l'unité 2 a été réalisé conformément aux objectifs en juin 2020.

Une revue détaillée du calendrier et des coûts a été finalisée fin janvier 2021 afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour. Cette revue présente les conclusions suivantes [2] :

- le début de production d'électricité par l'unité 1 est à présent prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025, objectif précédent annoncé initialement en 2016 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling 2015 [3]. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF (différent du TRI du projet) est par conséquent réestimé entre 7,1 % et 7,2 % [4] [5] ;
- le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité reste élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TRI pour EDF serait diminué de 0,3 %.

Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts entre les deux actionnaires en cas de dépassements de budget ou de retard. Compte tenu du niveau prévu des coûts, ce mécanisme est applicable et sera déclenché le moment venu. Le TRI d'EDF communiqué tient compte de ce mécanisme de compensation [6]. Ces accords font partie d'un accord bilatéral d'actionnaires signé entre EDF et CGN en septembre 2016 et sont soumis à une clause de confidentialité.

(1) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

(2) Les informations sont fondées sur l'hypothèse d'un retour progressif à des conditions normales de chantier à compter du deuxième trimestre 2021. Voir le communiqué de presse du 27 janvier 2021 « Actualisation du projet Hinkley Point C ».

(3) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling 2015. Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro. Coûts déterminés le 27 janvier 2021 (voir le communiqué de presse « Actualisation du projet Hinkley Point C »), en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume-Uni (*OPI for all new work index*).

(4) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 livre sterling = 1,13 euro, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts en place entre les actionnaires du projet. Précédent TRI de 7,6 % à 7,8 % basé sur un taux de change de 1 livre sterling = 1,15 euro.

(5) Au-delà des objectifs de coût et de délai de construction, ce TRI pour EDF intègre d'autres hypothèses structurantes. En particulier, il est sensible aux hypothèses de taux d'inflation et aux hypothèses de prix de l'électricité après la période du CFD : une variation de l'inflation de 0,1 % impacte le TRI de 0,1 %, une variation du prix de l'électricité post CFD de 10 £$_{2015}$/MWh impacte le TRI de 0,1 %.

(6) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 livre sterling = 1,13 euro, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensationdes surcoûts en place entre les actionnaires du projet. Précédent TRI de 7,6 % à 7,8 % basé sur un taux de change de 1 livre sterling = 1,15 euro.

Le besoin de financement du projet dépassera d'ici la fin de construction l'engagement contractuel des actionnaires, ce qui amènera le Groupe à assumer d'ici la fin de construction une part supérieure à sa quote-part des besoins de financement et ce qui pourrait conduire, le cas échéant, en cas de désalignement des actionnaires, à des difficultés de financement du projet.

Le TRI du projet est aussi sensible au taux de change et pourrait être réduit en cas de baisse importante de la livre sterling par rapport à l'euro, notamment sous l'effet de la mise en œuvre du Brexit évoquée ci-dessus. Il est également sensible à l'inflation et aux prix de marchés de l'électricité[(1)]. Enfin, la gouvernance du projet pourrait également être affectée en cas de désalignement entre les actionnaires. L'évolution de ces différents facteurs pourrait avoir un impact significatif sur la situation financière du Groupe.

Sizewell C

EDF a également signé deux autres accords avec CGN relatifs aux projets de centrales nucléaires au Royaume-Uni de Sizewell C et Bradwell B (voir section 1.4.5.1.2.5 « Royaume-Uni – Division Nouveau Nucléaire »).

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. EDF a prévu de préfinancer le développement à hauteur d'un budget initial de 458m£. La décision finale d'investissement est susceptible d'intervenir mi-2022. En cas de report de la décision, un accord devrait être trouvé sur le financement des surcoûts induits.

Ce projet repose sur l'hypothèse que des investisseurs tiers s'engagent très majoritairement et EDF prévoit, à la date de la décision finale d'investissement, de devenir un actionnaire très minoritaire avec des droits limités correspondants et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation). À ce stade, il n'est pas certain que le Groupe parvienne à cet objectif.

Compte tenu du fait que ce modèle de financement n'a jamais été mis en œuvre pour des projets de cette envergure auparavant, cela impliquerait l'une des plus importantes émissions de capital jamais réalisées couplée à un financement de projet sur le marché européen. Il est donc essentiel pour le projet, le gouvernement britannique et les actionnaires actuels d'obtenir le mécanisme de partage des risques approprié et la structure de financement correspondante avant la décision finale d'investissement. La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C et à participer au financement de ce projet au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de la maîtrise opérationnelle du projet Hinkley Point C, de la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté et de l'existence suffisante d'investisseurs et de financeurs intéressés dans le projet. Aucune de ces conditions n'est assurée à ce jour.

Le gouvernement britannique a annoncé le 14 décembre 2020 qu'il entrait en discussion avec EDF au sujet du financement de Sizewell C.

La non-obtention du cadre de financement adapté et de la régulation appropriée pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre la décision d'investissement ou à prendre une décision dans des conditions non optimales.

Bradwell B

Sur le projet de Bradwell B, l'évaluation par l'Office for Nuclear Regulation du design générique du modèle de réacteur UK HPR1000 (UK Hualong) se poursuit et le développement de cette technologie sur le site de Bradwell B au Royaume-Uni pourrait être impacté par ce processus. En janvier 2021, à l'issue d'une première évaluation du design générique, l'Environment Agency a publié des conclusions soulignant que ce design présente de nombreux éléments acceptables sur le plan environnemental, mais que certaines questions en relation avec les systèmes de chauffage, de ventilation et de conditionnement d'air, les méthodes d'élimination des déchets radioactifs ainsi que l'utilisation du retour d'expérience d'élaboration des différents dossiers de sûreté au cours du projet, devront être traitées par le projet. L'Environment Agency compte terminer son évaluation du design du projet Bradwell B début 2022.

Dans la mesure où les projets de Sizewell et Bradwell associent EDF à CGN, ils sont susceptibles d'être impactés par l'évolution des relations diplomatiques entre le Royaume-Uni et la Chine.

Inde

Jaitapur

Suite à la signature en mars 2018 avec NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited) d'un accord industriel non engageant (Industrial Way Forward Agreement - IWFA) en vue de la réalisation de six réacteurs de type EPR sur le site de Jaitapur en Inde d'une puissance totale avoisinant 10 GW et conformément au calendrier fixé par l'IFWA, EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL fin 2018. Dans cette offre, le groupe EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries de la technologie EPR. EDF ne sera pas investisseur dans le projet et le client NPCIL en sera le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution (assumant notamment les risques de licensing, construction, montage et intégration globale) voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets – Nouveau Nucléaire » et section 1.4.5.3.6.2 « Asie du Sud-Est et du Sud ». Le processus de convergence technique et commerciale s'est poursuivi en 2020 avec NPCIL afin de permettre à EDF de remettre, dans le courant du premier semestre 2021, une offre technico-commerciale engageante et conditionnée notamment à l'établissement d'un cadre satisfaisant de responsabilité civile nucléaire. À fin 2020, certains sujets technico-commerciaux significatifs n'ont cependant pas fait l'objet d'une convergence. EDF vise la signature d'un General Framework Agreement dans les mois suivants la remise de l'offre, ce qui permettrait de lancer les activités d'exécution du projet.

Le projet présente le profil de risque d'un fournisseur de prestations d'ingénierie et de fournitures d'équipements ; sa valeur réside donc dans la matérialisation de la marge incluse dans le prix des prestations vendues. Comme tous les grands projets industriels complexes, ce projet présente pour le périmètre sous la responsabilité d'EDF et de ses partenaires, des risques techniques, industriels et de maîtrise des coûts ainsi que du respect de jalons pré-définis notamment au regard du modèle de revenus attendus. Au-delà du risque pays, les conditions liées au cadre de responsabilité civile nucléaire en Inde et la sécurisation du plan de financement du projet devront être levées avant signature des contrats finaux.

Framatome

La prise en compte des besoins de l'exploitant final, responsable de la sûreté en exploitation, dès le début de la conception, et tout au long des études et de la réalisation des projets EPR, est un élément fondamental pour la réussite des projets EPR et pour la sûreté en exploitation des réacteurs EPR auxquels le Groupe est partie prenante.

Framatome peut exposer le Groupe à travers ses activités en France comme à l'international, pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF ou encore d'autres clients. L'exposition du Groupe peut être notamment d'ordre financier ou réputationnel. La performance industrielle de Framatome demeure stratégique pour EDF Exploitant nucléaire en France et au Royaume-Uni. La réussite des projets EPR est conditionnée par la qualité et le respect des clauses contractuelles dans la production par Framatome d'études, de composants ou de services pour chacun des Projets EPR.

Ainsi, Framatome a poursuivi en 2020 le plan d'actions visant, par des études et essais, à caractériser et traiter les écarts constatés en 2019 sur les procédés de Traitement Thermique de Détentionnement local (TTD) mis en œuvre pour souder les composants des circuits primaires ou secondaires. Avec l'accord des autorités de sûreté des pays concernés, l'exploitation des tranches concernées par ces écarts s'est poursuivie et une démarche de traitement a été convenue avec l'autorité française pour traiter les écarts relatifs à des équipements en cours de fabrication. A ce jour, Framatome n'a pas reçu de réclamation formelle de la part de ses clients.

L'intégration de Framatome au sein du groupe EDF repose sur l'hypothèse de développement de projets de nouveaux réacteurs nucléaires en France et à l'étranger et vise à développer des synergies pour renforcer l'attractivité de l'offre française. La non-atteinte de ces objectifs pourrait être de nature à remettre en cause la compétitivité de la filière nucléaire en France et de celle du Groupe dans son développement international, et dans la réussite de tous les Projets EPR.

Les autres enjeux et risques spécifiques de l'activité nucléaire, qu'il s'agisse de la sûreté nucléaire, de la maîtrise des opérations d'exploitation ou de maintenance, des engagements de long terme ou du cycle du combustible, sont précisés dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

(1) Postérieurement à l'échéance du CfD

4B – Atteinte à la sûreté hydraulique.

Les ouvrages hydroélectriques exploités par le Groupe présentent des risques aux conséquences potentiellement graves pour les populations, les biens et l'environnement, avec un impact financier et réputationnel pour le Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Les ouvrages hydrauliques du Groupe présentent des risques spécifiques aux conséquences potentiellement très graves : rupture, débordement lors de crue, manœuvres d'exploitation. La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur ; elle relève de l'enjeu « sûreté nucléaire, santé, sécurité » de la RSE du Groupe (voir section 3.3.1). Elle comporte trois activités principales :

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 67 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière mise en œuvre par le préfet compétent ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulières de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des grands barrages, une étude de danger comprenant un examen exhaustif est réalisée tous les dix ans ou quinze ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Cet examen nécessite une vidange ou une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (Service de Contrôle et de Sécurité des Ouvrages Hydrauliques au sein de chaque DREAL).

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique (Voir section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique »). Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site Internet du Groupe.

4C – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires).

Le Groupe est exposé aux risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail, pour son personnel comme pour celui de ses prestataires.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le patrimoine humain et les compétences qui y sont associées, constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe comme pour ses prestataires. La nature industrielle et la diversité des activités du Groupe renforcent le caractère fondamental du respect des règles et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu sur l'ensemble des domaines d'activité du Groupe. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui pourraient s'avérer significatifs.

Face à ce risque, le Groupe met en œuvre depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants.

Chaque entité du Groupe porte des plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail. Des actions sont également menées à l'échelle du Groupe dans son ensemble : définition et promotion des règles vitales, journée d'arrêt du 20 octobre 2020 pour mener des réflexions collectives face à la persistance d'accidents mortels (voir section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants »).

4D – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber.

Le Groupe est exposé à des risques de défaillances ou d'atteintes à son patrimoine matériel ou immatériel, incluant son système d'information. Ces risques peuvent notamment provenir d'actions malveillantes, y compris cyber.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et/ou aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe serait par ailleurs contraint à des investissements ou des coûts additionnels si les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques devenaient plus contraignantes.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples, interconnectés et complexes (bases de données, serveurs, réseaux, applications, etc.) indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, à la préservation de son patrimoine humain, industriel et commercial, à la protection des données personnelles (clients et salariés), et devant s'adapter à un contexte en forte évolution (transition numérique, développement du télétravail, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation, etc.).

La fréquence et la sophistication des incidents de piratage des systèmes d'information ou de corruption des données sont au niveau mondial en augmentation. L'impact d'une agression malveillante – ou de toute autre défaillance provoquant une indisponibilité des systèmes d'information – peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Le groupe EDF a défini une politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance et une politique Sécurité des systèmes d'information afin de prévenir ce risque et d'en limiter les impacts en cas d'agression. Ces politiques sont complétées par une instruction relative à la protection des données personnelles. Cependant le Groupe ne peut exclure une attaque de ses systèmes d'information qui aurait des conséquences sur l'activité opérationnelle du Groupe, ses finances, sa position juridique, en particulier vis-à-vis de l'intégrité des données personnelles, ou sa réputation.

Une charte d'utilisation des ressources IT est annexée au règlement intérieur de l'entreprise. Des formations à la sécurité SI adaptées aux différents profils (utilisateurs, chefs de projets, Responsables sécurité SI…) sont proposées aux salariés. Un *reporting* relatif à la maîtrise du risque cyber-sécurité est assuré auprès du Comité d'audit du Conseil d'administration. Plusieurs dizaines d'audits de sécurité sont réalisés chaque année par des sociétés externes d'audit sécurité SI qualifiées « PASSI » (Prestataires d'audit de la sécurité des SI) par l'ANSSI (Agence Nationale de la Sécurité des SI), tant sur des infrastructures IT que sur des systèmes d'information métiers. En outre, un *reporting* mensuel des incidents de sécurité SI est réalisé par le SOC Groupe (*Security Operational Center*) d'EDF.

En 2020, les principales actions déployées en matière de cybersécurité, de protection du patrimoine immatériel, et plus généralement de résilience de l'entreprise face aux risques d'atteinte aux systèmes d'information, sont :

- la pérennisation de la notification d'objectifs en matière de cybersécurité aux Directeurs des principales entités du Groupe ;

- le déploiement, au sein des entités, d'un référentiel de sécurité basé sur les règles de l'Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information ;
- l'intégration d'une clause cybersécurité dans les conditions générales d'achat des contrats avec les fournisseurs des prestations ;
- le CERT EDF (*Computer Emergency Response Team*) assurant la fonction de réponse à incident en interaction avec l'ensemble des entités du Groupe et les CERT externes, notamment avec son intégration dans le réseau des principaux CERT français piloté par l'ANSSI ;
- la réalisation par les entités d'un référentiel d'identification et de classification des familles d'informations permettant au personnel d'EDF de connaître le niveau de sensibilité des informations qu'il crée et manipule et de les protéger en conséquence, notamment dans le cadre de la migration sur le cloud Microsoft des outils collaboratifs ;
- la création d'un Comité de pilotage sensibilisation à la protection des informations et à la cybersécurité, doté du mandat de renforcer l'action et les synergies. Toutes les entités du Groupe participent à ce Comité plus les grandes filiales françaises, Framatome, Enedis, EDF RE, Dalkia. Les filiales européennes sont associées et participeront en 2021, dans le respect des règles d'indépendance de gestion qui s'attachent aux filiales régulées ;
- la première action commune de ce Comité est la mise en place d'une formation obligatoire pour les *managers* du Groupe à la Cybersécurité et à la protection de l'information (passeport cybersécurité).

De plus des exercices de crise SI sont régulièrement réalisés en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place.

4E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles.

Le Groupe est exposé à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ainsi qu'aux variations de prix et de disponibilité des matières, des matériels ou des prestations qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Les besoins du Groupe peuvent s'exercer sur des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, de par notamment la structure et l'évolution de l'offre industrielle ou l'accroissement de la concurrence des nouveaux usages rendant moins attractifs ou plus onéreux les usages industriels du Groupe. Cette tension est due notamment aux besoins croissants des systèmes d'information et aux besoins des acteurs de l'énergie, en particulier ceux liés à la transition climatique. Ces tensions sur les marchés peuvent renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques et entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Les fluctuations de prix et de disponibilité de certaines matières premières ou produits structurants dans la constitution des prix de l'électricité et des services énergétiques peuvent affecter les capacités d'approvisionnement et les résultats du Groupe.

Le Groupe fait appel, essentiellement dans les domaines de la production, nucléaire, hydraulique ou renouvelable, du stockage ou de la mobilité électrique, à des technologies qui nécessitent des matières ou des éléments auxquels l'accès peut représenter un enjeu fort [(1)]. La rareté ou les conditions d'accès à certaines matières premières peuvent être rendues critiques pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, particulièrement dans un contexte de transition énergétique. Certaines situations de crise telles que la crise sanitaire Covid, peuvent également accentuer ou générer des difficultés d'accès à certains produits, matières ou services nécessaires aux activités du Groupe et rendre particulièrement complexe l'exécution de certaines prestations ou différer leur réalisation. Le développement des usages, notamment liés au stockage, à la croissance des énergies renouvelables et à la pénétration de l'électricité bas carbone, pourrait générer des difficultés d'accès à certaines matières : Lithium pour batteries, terres rares ferromagnétiques pour l'éolien, Indium ou Sélenium pour le solaire. Ces difficultés pourraient limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de développement. De plus, la maîtrise des conditions d'extraction, de transformation, de conditionnement ou de mise à disposition des matières premières ou semi-ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions appelant à une maîtrise des exigences réglementaires et un devoir de vigilance renforcés.

Par ailleurs, le Groupe dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs industriels disposant de compétences spécifiques et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur des marchés où EDF est acheteur et crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques. Les restructurations observées au niveau des grands groupes (GE, ABB, ENGIE, Rolls-Royce, Bilfinger…), dont certains sous la pression de fonds minoritaires activistes, peuvent également avoir une incidence sur la qualité, la continuité opérationnelle des contrats en cours, ou le coût des services rendus et des produits livrés. Mais au-delà des grands groupes, ce sont les petites et moyennes entreprises françaises qui représentent l'essentiel du tissu industriel de fournisseurs. Celles-ci ont jusqu'à présent relativement bien résisté à la crise Covid. En effet, les plus impactées l'ont été du fait de leur exposition aux secteurs aéronautique, pétrolier ou automobile plutôt qu'au secteur nucléaire, ce dernier ayant continué à assurer une activité soutenue grâce aux grands projets de maintenance en cours en France notamment. Toutefois la tendance d'une fragilisation sur le plan financier, observée depuis une dizaine d'années, perdure, bien que les faillites, limitées en nombre, se soldent en général par une reprise et une opportunité de redynamisation. Une surveillance régulière de la situation de ces fournisseurs est réalisée au travers de revues spécifiques.

Les relations avec les partenaires associés à EDF dans la réalisation des projets peuvent également être source de difficultés. Les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre.

À cet égard en octobre 2018 le Département de l'Énergie Américain (« US DoE ») a émis une décision relative à la coopération nucléaire civile avec la Chine qui traite notamment des transferts de biens et technologies américains, ou d'origine américaine, vers CGN, partenaire d'EDF, notamment dans ses projets de nouveau nucléaire au Royaume-Uni, ses filiales et entités liées. Cette décision concerne les technologies relatives aux équipements au sein ou directement attachés à la cuve du réacteur nucléaire, de contrôle de puissance du cœur et ceux qui contiennent ou sont en contact direct avec le fluide primaire. Le 14 août 2019 le Département du Commerce Américain (« US DoC ») a émis une décision plaçant 4 entités du groupe CGN sur la liste des entités soumises à restrictions (*entity list*) et concernant tout transfert de biens et technologies notamment à double usage américains, ou d'origine américaine (ou comportant un certain pourcentage de contenu américain) soumis à la juridiction de l'US DoC (*Export Administration Regulations* : couvrant tous les biens et technologies notamment à double usage du commerce autres que ceux relevant des juridictions du US DoE et de la Nuclear Regulatory Agency). En conséquence de ces décisions, le transfert des biens et technologies à destination des entités visées, et pour le périmètre technique les concernant au titre des décisions, doit faire l'objet d'une autorisation préalable spécifique de la part des juridictions US compétentes, une telle autorisation faisant l'objet d'une présomption de refus.

En complément, le Département de la Défense américain a publié en juin 2020 une liste d'entités, dont CGN, présumées appartenir ou être affiliées à l'armée chinoise. Face à ces mesures, la République populaire de Chine a promulgué sa première loi intégrée en matière de contrôle des exportations de biens et technologies sensibles (décembre 2020), ainsi qu'une « loi de blocage » à l'encontre des décisions, en particulier américaines, à portées extraterritoriales (janvier 2021). En réponse, et afin d'assurer sa conformité à ces lois et décisions, le groupe EDF (EDF SA, NNB, Framatome, etc.) a pris des mesures de sauvegarde dans le cadre de l'organisation de ses projets nucléaires, en particulier au Royaume-Uni.

Le plan Excell a pour ambitions de faire face à ces enjeux : renforcement des compétences de la filière (plan soudage et actions en lien avec les structures professionnelles et de l'éducation), amélioration des processus de sélection et qualification des fournisseurs, en tenant compte des enjeux « Éthique et droits humains » et « Développement territorial » de la RSE (voir sections 3.3.2 et 3.4.2), ainsi que l'amplification des modalités contractuelles plus partenariales. Le GIFEN [(2)] est également un acteur essentiel en tant que relais de la politique industrielle du Groupe.

La performance du Groupe repose aussi sur les contrats passés avec les fournisseurs d'équipements ou de services. Une contractualisation et une gestion des contrats conclus améliorées, notamment par la mise en œuvre à chaque étape d'actions de vigilance, constituent un enjeu majeur de maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés. La fonction *Contract Management* vise à améliorer la gestion des

(1) Le thème de l'approvisionnement en uranium n'est pas considéré ici. Il est abordé dans le risque 5D Maîtrise du cycle du combustible.

(2) Le Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire, crée en juin 2018 a pour vocation de rassembler tous les acteurs de l'industrie nucléaire française pour assurer l'attractivité de la filière et en entretenir les compétences.

risques et à créer des opportunités dans la gestion des contrats. Cette fonction fait intervenir des *Contract Managers* des directions tout au long du processus contractuel. Elle constitue une ligne de défense supplémentaire dans le *management* des contrats, en lien avec la tête de Groupe et les directions. La Direction du *Contract Management*, rattachée au Secrétaire Général, a pour mission de structurer cette fonction, d'animer la filière *Contract Management*, de déterminer le référentiel de mesure de la performance, professionnaliser les acteurs et de mettre à disposition les connaissances métier et un outil digital de *Contract Management*.

4F – Risque de *black-out* ou de déséquilibre offre/demande.

Des coupures de courant répétées dans l'alimentation des clients ou un *black-out,* un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient en partie imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out,* un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causées se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant peuvent être diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade, problèmes d'interconnexion, retards dans les investissements et adaptations nécessaires dans les réseaux pour accompagner les besoins induits par la transition énergétique et écologique, difficulté à coordonner les acteurs notamment dans un marché dont la régulation serait insuffisante ou en évolution. Une crise externe, telle que la crise sanitaire de la Covid peut, par les perturbations qu'elle génère, constituer un facteur de risque aggravant.

De telles ruptures d'alimentation pourraient avoir en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière ou la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être en partie imputable.

4G – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité.

Le Groupe exploite des installations pour lesquelles des accidents pourraient, en cas de défaillance de la sécurité industrielle, avoir des conséquences graves sur l'environnement humain ou naturel, notamment en matière de biodiversité et de capital environnemental (sols et eau).

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Modérée.

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement courant, peuvent, pourront ou ont pu être à l'origine d'incidents ou d'accidents industriels donnant lieu à des impacts environnementaux ou sanitaires. Les installations du Groupe peuvent être situées dans des zones industrielles où existent d'autres activités présentant le même type de risques, de telle sorte que des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Toutes les installations et projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité, notamment en France où EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance. Les études de maîtrise de risques réalisées sur chaque site industriel intègrent les impacts potentiels sanitaires ou environnementaux et les mesures d'évitement en cas de situations accidentelles. À ce titre, le retour d'expérience de l'incendie survenu le 26 septembre 2019 à l'usine Lubrizol de Rouen sera intégré dans les analyses. Cet enjeu est d'autant plus important que la transition énergétique introduit de nouvelles exigences ou des exigences renforcées en matière de protection de la biodiversité. Le Groupe s'engage en faveur de la biodiversité à travers ses enjeux de responsabilité sociétale d'entreprise relatifs à la préservation des ressources de la planète (voir la section 3.2).

Les mesures prises pour la sécurité industrielle et la maîtrise de ces risques peuvent ne pas s'avérer pleinement efficaces, ce qui pourrait avoir des conséquences sur les personnes, les biens et l'environnement proche. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée.

Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer insuffisantes en cas d'accident majeur, et le Groupe ne peut pas garantir qu'il arrivera dans la durée à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement complémentaire dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » Les risques spécifiques aux installations hydrauliques sont détaillés au 4B ci-dessus.

L'impact d'une défaillance de la sécurité industrielle peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière ou juridique, sur le patrimoine environnemental ou la réputation du Groupe, et remettre en cause la capacité du Groupe à répondre aux enjeux RSE du Groupe sur la biodiversité.

Le Groupe possède 40 installations classées Seveso au titre de la directive européenne pour la prévention et la gestion des risques industriels majeurs. Il s'agit essentiellement d'installations de stockage ou d'entreposage de fioul, de gaz ou de produits chimiques. Les prescriptions réglementaires applicables à ce type d'installations sont mises en œuvre sur tous les sites concernés du Groupe. Les sites Seveso français du Groupe ont en outre tous répondu aux demandes des préfets faisant suite à l'incendie en 2019 à l'usine Lubrizol, classée Seveso, de Rouen.

2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial, en nombre de réacteurs en exploitation (71 réacteurs dont le groupe EDF est exploitant nucléaire, parmi 444 réacteurs de puissance en exploitation dans le monde au 14/01/2021) [(1)].

Le Groupe possède des installations nucléaires de base dans le cycle du combustible et réalise des activités d'études, de fabrication d'équipements et de fourniture de services auprès d'autres exploitants nucléaires depuis l'intégration en 2018 de la filiale Framatome dans le périmètre du Groupe.

Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des réacteurs nucléaires en exploitation en Chine, aux États-Unis et en Belgique, sans toutefois en être l'exploitant.

Le Groupe investit dans des projets de nouveaux réacteurs, en France, au Royaume-Uni, et en Chine et exerce son activité industrielle nucléaire dans d'autres pays, notamment en Inde et aux Émirats Arabes Unis, pays au sein desquels des exploitants nucléaires ont signé des accords avec le Groupe.

La part du nucléaire, énergie bas carbone et composante du mix électrique du Groupe, représente ainsi un atout industriel important pour la compétitivité et le développement du Groupe.

Compte tenu du faible impact en matière d'émission de gaz carbonique fossile de la filière nucléaire sur l'ensemble du cycle de vie industrielle, la performance et la maîtrise des activités nucléaires contribuent directement à répondre l'ensemble des enjeux de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (voir chapitre 3). La maîtrise et la performance des activités nucléaires sont au cœur de la politique de développement durable d'EDF.

Les activités nucléaires d'EDF portent les enjeux suivants :

- comme pour tout exploitant nucléaire, la sûreté nucléaire, reposant sur des dispositions techniques et organisationnelles pour se prémunir d'un accident nucléaire, et dans le cas hypothétique d'un accident, pour en limiter les conséquences, est inscrite de façon prioritaire et durable dans l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire. Ces principes sont réaffirmés dans la révision de la politique sûreté nucléaire du Groupe en 2021. L'activité nucléaire est exercée sous le contrôle des autorités de sûreté nucléaire dans les pays dans lesquels le Groupe exerce une responsabilité d'exploitant nucléaire. La non prise en compte de la sûreté nucléaire comme priorité n° 1 pourrait avoir un impact important voire vital pour le Groupe ;

(1) Source : www.iaea.org/pris

- l'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et exigeantes, avec, notamment en France, un régime de contrôle et de réexamen périodique des installations nucléaires de base, qui porte, au premier chef, sur la sûreté nucléaire, la protection de l'environnement et de la santé publique, et d'autre part sur des considérations de sécurité contre les actes de malveillance. Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un renforcement significatif de la part des autorités nationales ou européennes. Par ailleurs, un renforcement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe ou se traduire par des astreintes financières, comme le précise l'article L. 596-4 du code de l'environnement. Les cas de non-conformités aux réglementations ou de non-respect des engagements pris sont également susceptibles d'être utilisés par des tiers à l'encontre d'EDF et portés devant les tribunaux. L'augmentation du nombre de demandes de l'Autorité de la Sûreté Nucléaire et le renforcement des contrôles peuvent accroître les coûts de remise en conformité et les risques pour EDF ;
- si l'activité nucléaire peut contribuer efficacement à la sécurité d'approvisionnement énergétique et à la lutte contre l'effet de serre, elle doit aussi démontrer sa compétitivité et son acceptation sociale aux différentes échelles de temps sur lesquelles elle s'exerce. L'activité nucléaire nécessitant par nature des investissements significatifs et de long terme, la robustesse et l'efficacité sur la durée des programmes d'entretien et de mise à niveau du parc en exploitation, des nouveaux projets de réacteurs, et le respect des engagements de très long terme font nécessairement l'objet d'une vigilance particulière, avec des cycles industriels qui se situent à l'échelle du siècle voire au-delà ;
- le cycle du combustible nucléaire s'inscrit dans cette perspective industrielle de long terme. EDF a une responsabilité spécifique dans l'élaboration d'une stratégie de long terme avec les différentes parties prenantes ;
- l'activité nucléaire est une activité industrielle qui réunit un grand nombre de partenaires industriels, en France, en Europe et à travers le monde. En France, EDF s'est vu confier, par les pouvoirs publics, le rôle de chef de file dans la filière nucléaire, avec l'intégration de la filiale Framatome, ce qui implique des risques spécifiques associés à l'exercice de cette responsabilité et aux activités de Framatome.

EDF étant le premier exploitant nucléaire mondial, l'exploitation du retour d'expérience mondial et l'inter-comparaison avec les meilleures pratiques industrielles internationales [1] constituent un défi permanent pour permettre au groupe EDF d'être en situation de pouvoir durablement maîtriser les risques de ce positionnement mondial.

5A – Non-respect des objectifs (i) d'exploitation et/ou (ii) de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni).

Le Groupe pourrait ne pas atteindre les objectifs d'exploitation de ses parcs nucléaires, en termes de sûreté et de disponibilité. Il pourrait aussi ne pas poursuivre l'exploitation de ses réacteurs au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne plus être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance en France comme au Royaume-Uni. Le Groupe pourrait par ailleurs ne pas réussir à maîtriser en coûts et délais ses opérations de mise à niveau du parc en exploitation (« Grand Carénage » en France). Cela représente un risque majeur pour le Groupe.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Forte.

Parc nucléaire en France

L'atteinte des objectifs d'exploitation et la réussite des projets de maintenance, y compris des projets du Grand Carénage, pourrait être affectée par la crise sanitaire. Celle-ci pourrait, si elle devait s'aggraver, induire de nouveaux retards ou surcoûts liés notamment aux contraintes sanitaires imposées (gestes barrières, couvre-feu, confinement…).

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les réacteurs plus récents et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement sur un réacteur, les mesures à prendre sur les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs ou à une génération ou encore à un palier de réacteurs (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »).

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas confronté à des réparations génériques ou des modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou sur une partie du parc. Par ailleurs, on ne peut exclure que surviennent des événements pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production qui pourraient entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc. Ainsi, l'écart lié au procédé de détensionnement des soudures de générateurs de vapeur (GV) détecté et signalé à l'Autorité de Sûreté à l'été 2019 a concerné les GV installés sur 6 réacteurs du parc nucléaire en exploitation en France et l'EPR de Flamanville 3. Cet événement n'a toutefois finalement pas conduit à une indisponibilité de réacteurs (voir risque 4A - Framatome).

À l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales et à la suite de l'accident de Fukushima au Japon, le Groupe a été conduit à élaborer un important programme de travaux, appelé « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration (Voir section 1.4.1.1.2). Les aléas potentiels de celui-ci incluent un éventuel retard dans l'instruction des autorisations requises pour l'engagement des opérations, notamment pour ce qui concerne les autorisations attendues de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Ils peuvent également concerner la fabrication et la livraison sur site des nouveaux équipements ou la réalisation des interventions sur les sites dans un contexte de forte densité d'opérations industrielles à mener concomitamment. D'éventuels retards induits par la crise sanitaire pourraient également ne pas permettre de finaliser les travaux dans les délais prescrits.

Pour chaque réacteur, l'ASN se prononce sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires. Des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans. Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France mais également à l'international [2] permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction mais peuvent également conduire à devoir adopter, le cas échéant, des mesures conservatoires complémentaires à prendre sur le parc existant, ce qui pourrait avoir des conséquences sur sa performance.

Afin de continuer à bénéficier de la production pilotable bas carbone et des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise depuis plusieurs années à poursuivre la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France après 40 ans. La quatrième visite décennale des réacteurs du palier 900 MWe (VD4-900), à l'instar des précédentes comprend, d'une part une vérification de la conformité des installations au référentiel actuel et, d'autre part, une réévaluation de sûreté. Celle-ci permet de renforcer le niveau de sûreté en prenant en compte d'une part les meilleures pratiques internationales, et d'autre part, l'état des installations, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. L'ASN pourrait, dans le cadre de ce processus, prescrire des modifications supplémentaires significatives.

Dans sa décision du 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique, l'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen et que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour dix ans au- delà de leur quatrième réexamen périodique moyennant la mise en œuvre de dispositions complémentaires. Ces nouvelles demandes induisent une augmentation des investissements et une charge industrielle supplémentaire de l'ordre de 25% par rapport au programme initial déjà très ambitieux, augmentant le risque sur la capacité à faire des industriels dans les délais prescrits. Ce surcoût est pris en compte pour la période de 2014 à 2025 dans l'augmentation de coût du Grand Carénage telle qu'annoncée par le communiqué de presse du 29 octobre 2020. Les dépenses d'investissement resteront élevées au-delà de 2025.

(1) Exploitation des standards et du retour d'expérience de l'Agence internationale de l'Énergie Atomique et de l'Association mondiale des exploitants nucléaires WANO.

(2) Quatre réacteurs aux États-Unis ont obtenu une licence d'exploitation jusqu'à 80 ans. Pour six autres la demande de licence est en cours d'instruction : *The Nuclear Regulatory Commission (NRC) staff has defined subsequent license renewal (SLR) to be the period of extended operation from 60 years to 80 years* (www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html).

Conformément au code de l'environnement, les dispositions proposées par EDF lors des réexamens au-delà de la 35e année de fonctionnement seront soumises, réacteur par réacteur, après enquête publique, à autorisation de l'ASN. Pour Tricastin 1, la VD4 (tête de série) a débuté le 1er juin 2019 et s'est terminée par le recouplage le 23 décembre 2019, après autorisation de redémarrage délivrée par l'ASN. Le rapport de conclusions de réexamen périodique (RCR) a été transmis en février 2020, et fera l'objet d'une enquête publique en 2021, après publication de l'avis ASN générique sur la VD4. L'avis ASN sur le RCR Tricastin 1 devrait être émis fin 2021 ou début 2022. Il est susceptible de comporter des demandes spécifiques au site en complément des prescriptions de l'avis générique avec un impact sur la charge industrielle et les coûts. Au 10 février 2021, la VD4 est en cours pour les tranches nucléaires de Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2.

En 2016, le Conseil d'administration a considéré que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies (voir notes 1.3.4 « Jugements et estimations de la Direction du Groupe » et 1.3.4.1 « Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France » de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2020). Il a en conséquence approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF réacteur par réacteur après chaque visite décennale. Le risque que l'extension de la durée de fonctionnement de certains réacteurs de 900 MW ne soit pas autorisée ne peut être écarté mais une étape importante a été franchie avec l'avis générique rendu par l'ASN le 23 février 2021. Concernant la centrale nucléaire de Fessenheim, le réacteur n° 1 a fait l'objet d'une mise à l'arrêt définitive le 22 février 2020 et le réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

La poursuite d'exploitation des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est un objectif industriel du Groupe.

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il obtiendra de la part des autorités compétentes la poursuite de fonctionnement escompté. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de poursuite de la durée d'exploitation de ses réacteurs ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissement. Ces événements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Parc nucléaire au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, l'analyse en cours du vieillissement du graphite du réacteur RAG (réacteur avancé à gaz) peut entraîner une indisponibilité prolongée ou un arrêt anticipé des réacteurs. La fissuration du graphite soumis à irradiation doit être surveillée attentivement, avec des inspections réalisées régulièrement, et contrôlées par l'Office for Nuclear Regulation *(ONR)*, pour garantir une connaissance suffisante du cœur afin de justifier la poursuite du fonctionnement. En août 2020 et en novembre 2020 les décisions ont été prises de mettre un terme à l'exploitation respectivement de la centrale d'Hunterston B au plus tard le 7 janvier 2022 et de la centrale d'Hinkley Point B au plus tard le 15 juillet 2022. Il est possible que l'exploitation cesse avant ces dates si un nouveau dossier de justification de sûreté ne peut être validé. Pour Hinkley Point B ce dossier de justification de sûreté est nécessaire pour le redémarrage des deux réacteurs actuellement en arrêt pour inspection graphite.

La durée actuellement prévue pour l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 années calendaires pour les réacteurs avancés au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell B. Depuis leur acquisition par EDF Energy, la durée de fonctionnement des réacteurs RAG a été allongée de 8 ans environ en moyenne, et l'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). Néanmoins, compte tenu des règles de sûreté nucléaire applicables au Royaume-Uni et de la technologie des réacteurs RAG en particulier, le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra de l'ONR les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses réacteurs nucléaires existants jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue (RAG) ou envisagée (Sizewell B), ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Compte tenu du risque d'arrêt anticipé lié aux difficultés d'établissement du dossier de justification de sûreté pour la tenue du graphite de Hunterston B et Hinkley Point B, EDF Energy se donne pour objectif de disposer d'un dossier de justification de sûreté pour le retrait du combustible sur ces deux centrales à partir de mai 2021. Si un risque d'arrêt prématuré devait également survenir pour les autres centrales RAG une stratégie de retrait accéléré du combustible serait alors mise en place. Si cette stratégie devait être adoptée, elle pourrait nécessiter un réexamen de la valeur des actifs.

Compte tenu du vieillissement du parc britannique et des nombreuses difficultés techniques rencontrées le niveau futur de production des réacteurs RAG actuellement en service est très incertain.

Autres parcs nucléaires

Pour les réacteurs nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Chine), le Groupe est également exposé financièrement à des risques. Le Groupe peut être amené à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France et au Royaume-Uni, des décisions des autorités de sûreté nucléaire de ces pays, impliquant des contrôles ou des travaux complémentaires, pourraient être prises, notamment dans l'exploitation du retour d'expérience international et pour traiter par anticipation les événements potentiellement précurseurs.

Autres risques

Par ailleurs, il ne peut pas être exclu que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses installations nucléaires par le Groupe, certaines d'entre elles fassent l'objet de modalités particulières d'exploitation pour renforcer les marges de sûreté en exploitation sur l'initiative de l'exploitant nucléaire, responsable de la sûreté nucléaire, ou sur demande de l'Autorité de sûreté.

Enfin, un éventuel accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

5B – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires, et capacité à assurer les engagements associés.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de déconstruction des installations nucléaires ainsi que pour le traitement et le stockage ultime des déchets radioactifs, y compris les déchets à vie longue issus du traitement des combustibles usés et de la déconstruction, peuvent s'avérer insuffisantes. En particulier, la déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est prévu. En outre, ces opérations doivent répondre à l'enjeu de la RSE relatif à la gestion des déchets et l'économie circulaire.

Le montant des actifs dédiés en France constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourrait devoir être revu à la hausse ou entraîner des décaissements supplémentaires.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Déconstruction

Les opérations de déconstruction en cours en France (voir section 1.4.1.1.2.3 « La déconstruction des centrales nucléaires » concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel y compris la centrale de Superphenix (centrales de « première génération »). Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur rapide refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz A bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité originale de se

situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des risques spécifiques.

Les opérations de déconstruction du REP de Chooz A se poursuivent avec les découpes et extractions des internes de la cuve conformément au planning, après la mise en eau de la piscine réacteur en 2018 et l'ouverture de la cuve en mars 2017.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz A permet de rendre robustes autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Le premier réacteur de la centrale de Fessenheim a été définitivement arrêté le 22 février. Le deuxième a été arrêté le 30 juin 2020. Ces deux réacteurs seront les premiers du parc nucléaire actuellement en fonctionnement à bénéficier de ce retour d'expérience pour leur déconstruction. Néanmoins, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel du Groupe et les estimations comportent donc des risques qui sont notamment associés à cet effet d'échelle.

Le calendrier et le coût des travaux sont également dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité, au moment nécessaire, des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement, au traitement ou à l'entreposage des colis de déchets.

En complément de ces éléments techniques et industriels de sensibilité, le montant des provisions actuellement constituées peut évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation du besoin en montant de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues de coûts, de planning, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi qu'à toute évolution de la réglementation, concernant en particulier le périmètre des charges à couvrir. Le montant de ces provisions, conformément au code de l'environnement, fait notamment l'objet d'un contrôle par l'autorité administrative, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.

Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés, et le Groupe ne peut donc garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020). Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes aux provisions (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).

S'agissant de la provision pour déconstruction du parc nucléaire de production d'électricité en France, les montants des charges aux conditions économiques à fin 2020 sont évalués à 27 093 millions d'euros, la provision correspondante est de 17 489 millions d'euros. S'agissant de la provision pour dernier cœur, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 4 258 millions d'euros, la provision correspondante est de 2 711 millions d'euros, l'effet d'actualisation étant très important du fait des échéances très éloignées de stockages des déchets. La note 15.1.1.5 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020 indique les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions.

Les provisions de Framatome et de Cyclife France (ex-SOCODEI) concernant les installations nucléaires de base en France s'élèvent respectivement à 78 millions d'euros et 62 millions d'euros (voir note 17.1 « autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).

Au Royaume-Uni, en vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le Nuclear Liabilities Fund (NLF) et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.2 « Production nucléaire »). En 2019, EDF Energy et le gouvernement britannique (BEIS) ont entamé des discussions en vue de préciser les conditions de mise en œuvre des accords conclus susvisés notamment la définition des coûts de démantèlement à recouvrer par EDF Energy auprès du Nuclear Liabilities Fund ainsi que les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquérir les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible. Ces discussions ont conduit en 2019 à un accord de principe et se poursuivent en vue d'aboutir à des accords complets et engageants.

En tout état de cause, les accords en vigueur prévoient que les dépenses liées au déchargement et à l'évacuation du combustible soient couvertes par le NLF et en conséquence justifiées par EDF Energy et approuvées par le Gouvernement ; à défaut elles resteraient à la charge d'EDF Energy.

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Chine, États-Unis, Belgique), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

La non-maîtrise du montant des dépenses, de leur échéancier de réalisation et des provisions financières associées, pour les opérations de déconstruction d'installations nucléaires dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Gestion des déchets

En tant qu'exploitant nucléaire ou producteur de déchets radioactifs, au sens de la législation applicable aux déchets, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement en lien avec les combustibles usés ou les déchets. Le Groupe peut être tenu responsable même si ces produits sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe, en particulier, en France, par le groupe Orano et l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers.

En France, EDF est responsable de tous les déchets radioactifs produits durant :

- l'exploitation des installations nucléaires que le Groupe exploite ;
- les opérations de traitement des combustibles usés provenant des réacteurs exploités par EDF ;
- les opérations de déconstruction des installations nucléaires que le Groupe exploite. (voir en section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » – Le stockage des déchets ultimes conditionnés).

La gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relatives aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs et n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Tous les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue du Groupe pourraient ne pas constituer des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article L. 542-1-1 du code de l'environnement. Dans ce cas, ces déchets pourraient ne pas pouvoir être directement stockés en couche géologique profonde, d'autant que l'ordonnance nucléaire du 10 février 2016 prise en application de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit un pouvoir de requalification des matières radioactives en déchets radioactifs et inversement par l'autorité administrative. Le Groupe n'a pas non plus la maîtrise du délai de délivrance par les pouvoirs publics des autorisations permettant un tel stockage ultime, ni des orientations techniques prescrites. Ceci est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, sur la responsabilité et sur les coûts qui en résulteront pour EDF.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique qui est la référence au niveau international pour le stockage ultime des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets radioactifs (voir note 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020). À l'issue d'un nouvel exercice de chiffrage du coût du stockage profond, sous le pilotage de la DGEC et auquel EDF a été associé, la ministre de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie a, par arrêté du 15 janvier 2016, fixé le nouveau coût de référence à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Ce coût a été pris en compte dans les comptes du Groupe à fin 2015 (voir note 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020). L'estimation actuelle est basée sur le corps d'hypothèses de l'avant-projet sommaire et sera régulièrement révisée en fonction de l'avancement du projet, comme le précise l'arrêté de la ministre. L'avis n° 2018-AV-0300 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 11 janvier 2018 relatif au dossier d'options de sûreté présenté par l'ANDRA pour le projet Cigeo de stockage de déchets radioactifs en couche géologique profonde précise que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Les réserves qui subsistent et l'instruction qui est menée pour l'obtention par l'ANDRA de l'autorisation de création du stockage géologique à partir de 2022 pourraient conduire à une révision des provisions pour la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie longue (FAVL), comme le graphite, est prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. L'ANDRA a transmis un rapport d'étape en juillet 2015 dans le cadre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR). Ce rapport évalue plusieurs concepts de stockage et ouvre la perspective d'un stockage sur le site de Soulaines pour les déchets de graphite. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL est en cours de définition dans le cadre du PNGMDR (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Une actualisation des provisions pourra être rendue nécessaire en conséquence.

Au Royaume-Uni, lors de la restructuration de British Energy, des accords avaient été conclus avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires existantes (voir section 1.4.5.1.2.2 « Production nucléaire »). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au gouvernement britannique. Néanmoins, EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Chine), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets.

Ces incertitudes et aléas techniques, industriels ou administratifs pouvant affecter les projets de déconstruction et la gestion des déchets pourraient avoir des répercussions sur le montant des provisions actuellement constituées. Celui-ci pourrait également évoluer dans les prochaines années en fonction des hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à toute évolution de la réglementation. L'ensemble de ces éléments pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe (voir note 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).Le montant de ces provisions, conformément au code de l'environnement, fait l'objet en France d'un contrôle par l'autorité administrative, formée conjointement par les ministres en charge de l'économie et de l'énergie, qui vérifie en particulier la suffisance des montants provisionnés et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.

La note 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » de la note 15.1 « Provisions nucléaires en France » de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2020 indique la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2020, et d'autre part les montants provisionnés en valeur actualisée. S'agissant de la gestion à long terme des déchets et de la reprise et du conditionnement des déchets, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 35 581 millions d'euros, la provision correspondante est quant à elle de 13 300 millions d'euros, l'effet d'actualisation étant très important du fait des échéances très éloignées de stockages des déchets. La note 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » indique les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions.

La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Gestion des actifs dédiés

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF pour couvrir les coûts des engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction), s'élevait, au 31 décembre 2020, à 33,8 milliards d'euros contre 31,6 milliards d'euros au 31 décembre 2019 (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » et note 15.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).

En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des dotations supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs, ce qui aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales, en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF [(1)], ou européennes, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.

Enfin, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF » pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des dotations supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs. De tels événements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant d'EDF constitué par le gouvernement britannique (Nuclear Liabilities Fund – NLF) pour le parc nucléaire existant. Pour les engagements relatifs à HPC, les fonds seront gérés par FundCo, un organisme (un Trust) indépendant des actionnaires d'HPC (EDF Energy et CGN) et du gouvernement britannique. L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 1.4.5.1.2.2 « Production nucléaire »).

La non-disponibilité ou un montant insuffisant des actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

5C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire.

En complément de la maîtrise de la performance industrielle, et compte tenu de la place de la production nucléaire dans le groupe EDF, l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire, avec la priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, conditionne la performance globale du Groupe. En raison de ses activités dans le nucléaire, le Groupe est exposé à des risques de responsabilité civile nucléaire.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Le premier responsable en matière de sûreté nucléaire est l'exploitant nucléaire, tout au long du cycle d'exploitation des réacteurs nucléaires. Ce principe ainsi que celui du contrôle sont réaffirmés dans la politique Sûreté nucléaire du groupe EDF. L'exercice de cette responsabilité d'exploitant nucléaire relève de l'enjeu « sûreté nucléaire, santé, sécurité » de la RSE du Groupe (voir section 3.3.1). Cette responsabilité est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui, eux-mêmes, subdélèguent vers les Directeurs d'Unités.

La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire telle que définie dans la Politique Sûreté Nucléaire du Groupe, est un facteur de performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La prise en compte de la conception par l'exploitant nucléaire et de l'exploitation par le concepteur est un élément de sûreté nucléaire. La non-maîtrise de la sûreté en exploitation pourrait avoir des conséquences majeures voire vitales sur la valeur de l'actif industriel du Groupe, sur sa situation financière et ses perspectives de développement voire de poursuite de son activité industrielle.

Tout événement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur un territoire pourrait induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe. Un tel événement pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, la stratégie et la réputation du Groupe.

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la Convention de Paris et les assurances associées sont décrits en section 2.1.2.6 « Assurances ». Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés.

(1) Le rapport de la Cour des comptes sur l'arrêt et le démantèlement des centrales nucléaires à destination de la Commission des Finances du Sénat publié le 4 mars 2020 préconisait d'intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement, les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement.

Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, non encore en vigueur, prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. Le montant de responsabilité de l'exploitant s'élève en France à 700 millions d'euros en cas d'accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros en cas d'accident nucléaire en cours de transport. L'entrée en vigueur des autres modifications prévues par ces protocoles est de nature à augmenter de nouveau le coût de l'assurance, et le Groupe ne peut pas garantir que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances. Les couvertures assurantielles pour l'exercice de la responsabilité civile d'exploitant nucléaire du Groupe et pour celle en matière de transports de substances nucléaires, sont décrites à la section 2.1.2.6 « Assurances ».

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 2.1.2.6 « Assurances »). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

Face à ces risques, et en application de la politique Groupe, chaque société du Groupe, opératrice d'installations nucléaires, agit dans le cadre de prescriptions légales et réglementaires propres au pays d'implantation et a l'obligation de s'y conformer. Chacune garantit la sûreté nucléaire de ses installations et en améliore en permanence le niveau en s'appuyant sur ses méthodes, ses compétences et ses valeurs. Le Groupe développe des principes communs visant à obtenir le meilleur niveau de prévention des incidents et de protection des travailleurs, du public et de l'environnement. Ces principes s'appliquent à tous les stades d'activité, à la fois pour les nouveaux projets ou pour les parcs existants. Le Groupe associe étroitement ses partenaires industriels à l'atteinte de ces objectifs.

Chaque société est responsable du bon exercice de ses activités nucléaires, fixe les délégations adéquates à chaque niveau de décision ou d'action. Le Groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire.

Une entité interne en charge d'une évaluation de sûreté indépendante est mise en place au niveau de chaque site, de chaque société et du Groupe. Chacune rapporte au responsable concerné en toute indépendance des autres fonctions managériales ; en outre chacune a le devoir d'alerter l'échelon hiérarchique supérieur si la réaction du niveau directement impliqué n'est pas celle qui est attendue.

Les sociétés exploitantes nucléaires du Groupe reçoivent régulièrement des équipes d'évaluation internationales (*peer review* WANO [1], OSART de l'AIEA [2]).

Une information et une communication claires et transparentes sur les événements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (Autorité de sûreté nucléaire en France, Office for Nuclear Regulation au Royaume-Uni), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de Sûreté Nucléaire que préside le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir section 1.4.1.1.4.3).

5D – Maîtrise du cycle du combustible.

En complément de la maîtrise de la sûreté nucléaire (risque 5C), de l'exploitation des installations nucléaires existantes (risque 5A) et des projets de nouveau nucléaire (risque 4A), le Groupe est exposé, dans les activités nucléaires, à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

Criticité compte tenu des actions de maîtrise engagées : Intermédiaire.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustible et en opérations de retraitement du combustible usé.

Les prix et les volumes subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement entraînant une instabilité institutionnelle dans un pays producteur ou à la survenance de restrictions/sanctions/embargos).

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, sont une activité industrielle qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe.

En cas de défaillance de cette logistique industrielle, le Groupe pourrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Malgré le projet de réalisation d'une piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »)., le risque d'impossibilité, à terme, de mise en œuvre d'un multi-recyclage dans ses réacteurs à eau sous pression de 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV » (abandon du projet de réacteur à neutrons rapides ASTRID), pourrait remettre en cause le cycle du combustible, avec des conséquences tant en termes d'exploitation qu'en termes financiers.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec Orano en décembre 2008 et déclinées dans les contrats d'application successifs. Celui relatif à la période 2016-2023 a été signé en février 2016 (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire»). Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

La note 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et la note 15.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2020 indiquent la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2020 et d'autre part « les montants provisionnés en valeur actualisée ». S'agissant de la gestion du combustible usé au périmètre de la loi du 28 juin 2006, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 18 998 millions d'euros ; la provision correspondante est de 10 246 millions d'euros.

Le Groupe ne peut pas garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection suffisante contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

(1) WANO : World Association of Nuclear Operators.

(2) OSART : Operational Safety Analysis Review Team ; AIEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique.

La raison d'être du groupe EDF s'inscrit dans le prolongement des valeurs de progrès et de partage qui inspirent l'action d'EDF depuis sa création, ainsi que dans le grand défi actuel du changement climatique et de la préservation de la planète. Les enjeux clés de la raison d'être ont été déclinés en 16 engagements RSE qui mobilisent l'ensemble des métiers et filiales du Groupe autour des grands enjeux environnementaux, sociaux et sociétaux.

51 gCO_2/kWh
INTENSITÉ CARBONE GROUPE (1)

44 %
TAUX DE RÉALISATION DANS « ACT4NATURE INTERNATIONAL » (2)

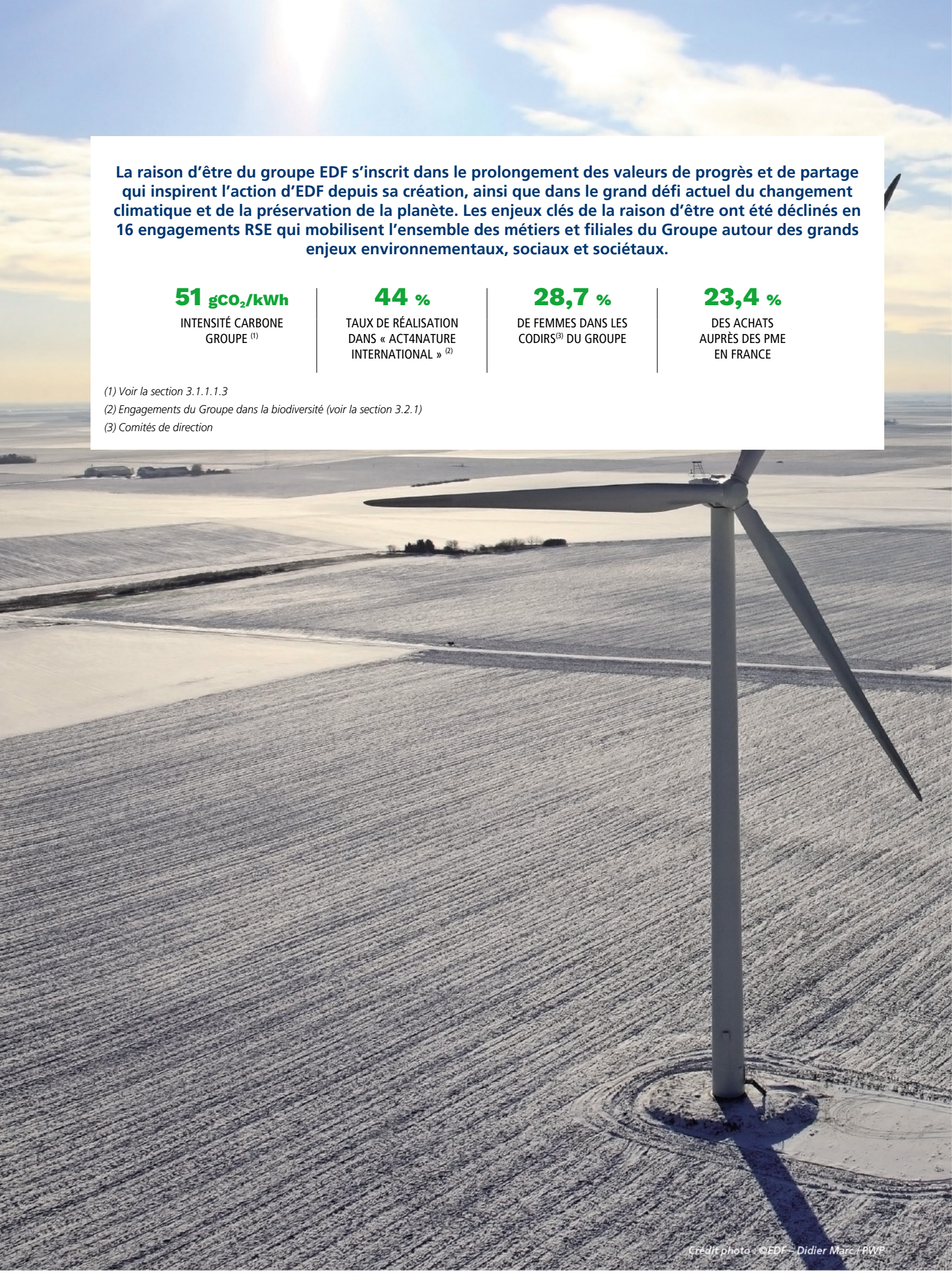
28,7 %
DE FEMMES DANS LES CODIRS(3) DU GROUPE

23,4 %
DES ACHATS AUPRÈS DES PME EN FRANCE

(1) Voir la section 3.1.1.1.3

(2) Engagements du Groupe dans la biodiversité (voir la section 3.2.1)

(3) Comités de direction



Crédit photo : ©EDF – Didier Marc / PWP

3

PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

ENJEUX ET ENGAGEMENTS 130

16 sujets RSE à enjeux 130
16 engagements RSE 131

3.1 NEUTRALITÉ CARBONE ET CLIMAT 133

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe 133
3.1.2 Stratégie d'adaptation au changement climatique 139
3.1.3 Gouvernance climatique d'EDF 140
3.1.4 Développement des usages de l'électricité et services énergetiques 144

3.2 PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE 148

3.2.1 Biodiversité 148
3.2.2 Gestion responsable du foncier 152
3.2.3 Gestion intégrée et durable de l'eau 153
3.2.4 Déchets et économie circulaire 155

3.3 BIEN-ÊTRE ET SOLIDARITÉ 159

3.3.1 Santé et sécurité de tous 159
3.3.2 Éthique, conformité et droits humains 164
3.3.3 Égalité, diversité et inclusion 170
3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale 174

3.4 DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE 178

3.4.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes 178
3.4.2 Développement territorial responsable 179
3.4.3 Développement responsable des filières industrielles 187
3.4.4 Numérique responsable 188

3.5 GOUVERNANCE DE LA RSE 190

3.5.1 Écoute et compréhension des enjeux 190
3.5.2 Maîtrise des enjeux 191

3.6 PLAN DE VIGILANCE 198

3.6.1 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance 198
3.6.2 Périmètre et méthodologie d'élaboration 198
3.6.3 Association des parties prenantes 199
3.6.4 Cartographie des risques saillants 199
3.6.5 Actions de prévention et d'atténuation des risques 200
3.6.6 Mécanisme d'alerte 202
3.6.7 Dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité 202
3.6.8 Procédure d'évaluation régulière de la situation des filiales, des sous-traitants et des fournisseurs au regard de la cartographie des risques 203
3.6.9 Compte-rendu du plan de vigilance du groupe EDF 203

3.7 MÉTHODOLOGIE 206

3.7.1 Principes et évolution des périmètres 206
3.7.2 Précisions sur les informations RSE 207

3.8 NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE 214

3.9 ANNEXES ET TABLES DE CONCORDANCE 215

3.9.1 Contribution aux Objectifs de développement durable de l'ONU 215
3.9.2 Conformité aux meilleurs standards internationaux 216
3.9.3 Détail de la conformité aux exigences de la TCFD 217
3.9.4 Détail des risques climatiques du Groupe 218
3.9.5 Détail des impôts sur le résultat payés dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe 219
3.9.6 Cartographie des parties prenantes 220
3.9.7 Rapport de l'un des commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière 221

Annexe 1 : Informations qualitatives (actions et résultats) considérées les plus importantes 223
Annexe 2 : Sélection d'entités contributrices 224
Annexe 3 : Bilan des émissions de gaz à effet de serre vérifiées du Groupe EDF 225

Enjeux et engagements

En ligne avec sa raison d'être, sa stratégie, son modèle d'affaires et les facteurs de risques associés [1], le chapitre 3 détaille les enjeux, engagements, politiques, actions et résultats du groupe EDF en matière de performance extra-financière.

16 sujets RSE[2] à enjeux

Les sujets RSE à enjeux du groupe EDF fondent l'action que le Groupe mène en matière de performance ESG [3]. Ils sont entendus comme des sujets extra-financiers à enjeu, c'est-à-dire présentant des risques et/ou des opportunités pour le Groupe et ses parties prenantes. Pour les cartographier, EDF s'appuie depuis six ans sur une analyse de double matérialité, qui permet d'identifier, sélectionner et hiérarchiser les principaux enjeux extra-financiers, par croisement du point de vue des parties prenantes externes (clients, investisseurs, agences de notation extra-financière, pouvoirs publics, etc.), et du point de vue du Groupe [4].

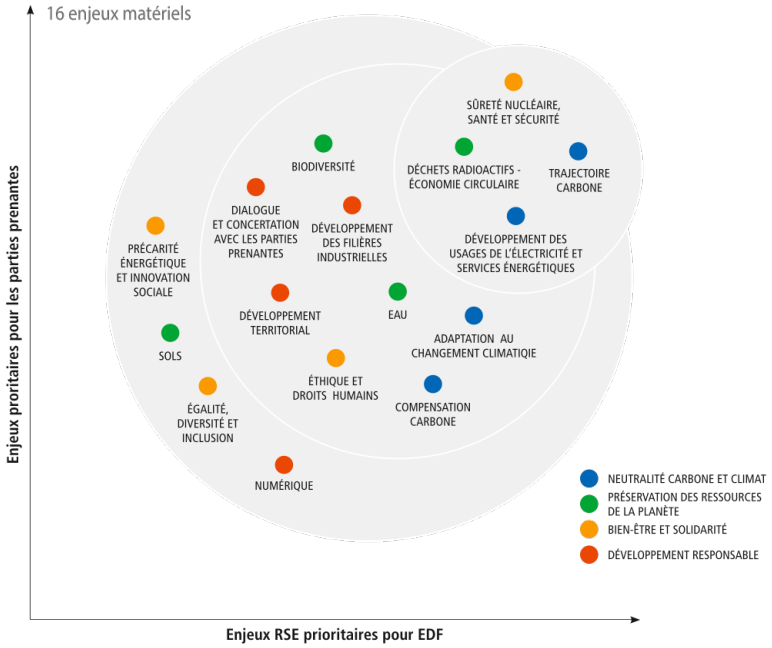
Face aux évolutions de contexte, la première analyse de double matérialité réalisée en 2014 a été actualisée en 2017 et publiée en 2018. Elle a été formalisée au sein d'une matrice de matérialité, qui n'a pas vocation à recenser et hiérarchiser tous les enjeux extra-financiers, mais seulement les plus significatifs, les plus « matériels ». La matrice du Groupe a été réalisée avec l'appui d'un cabinet d'expertise et adossée aux standards internationaux sur la base d'études documentaires, d'entretiens et d'ateliers conduits auprès d'une centaine de personnes représentatives de la cartographie des parties prenantes du Groupe [5]. Le projet a été mené en trois phases : identification des enjeux, évaluation des enjeux, criblage des enjeux, validation des résultats. Les parties prenantes externes comptaient des personnalités qualifiées reconnues à l'échelle internationale aussi bien que des représentants des principales parties prenantes du Groupe (autorités, administrations, actionnaires, banques, clients, partenaires, sous-traitants, fournisseurs, ONG, etc.). À l'interne, des membres du Comité exécutif ont été associés au processus d'élaboration, ainsi que des dirigeants et *managers* issus des principales directions et filiales du Groupe. Les conclusions ont été validées par le Directeur Exécutif en charge de l'Innovation, la Responsabilité d'Entreprise et la Stratégie. En 2019, le panel de parties prenantes externes d'EDF, le Conseil Développement Durable [6], s'est réuni sur le thème de l'analyse de matérialité du Groupe et, au vu des meilleures pratiques de place, a proposé de réduire le nombre d'enjeux de 35 à 18.

Le 7 mai 2020, le groupe EDF a formulé sa raison d'être, adoptée par l'Assemblée générale à 99,99 %, et portée dans les statuts de l'entreprise : « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Plus de 4 000 salariés [7] ont contribué à l'élaboration de cette raison d'être et, en accord avec le Conseil développement durable d'EDF [8], la formalisation des sujets RSE à enjeux du Groupe a été examinée notamment au regard des risques extra-financiers de la cartographie des risques du Groupe pour passer de 18 à 16 [9].

Ces 16 sujets RSE à enjeux sont hiérarchisés et regroupés, en miroir de la raison d'être du groupe EDF, en quatre enjeux clés :

- neutralité carbone et climat ;
- préservation des ressources de la planète ;
- bien-être et solidarité ;
- développement responsable.

La formalisation des sujets RSE à enjeux est cartographiée dans la matrice de matérialité du groupe EDF :



(1) Sur la raison d'être du groupe EDF : voir l'introduction de l'URD ; sur la stratégie du groupe EDF, voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ; sur le modèle d'affaires du groupe EDF : voir la section 1.1 ; sur les facteurs de risques du groupe EDF : voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise ».

(2) Responsabilité sociétale d'entreprise.

(3) Mesurer la performance ESG d'une entreprise consiste à évaluer son degré de prise en compte, dans sa stratégie et sa gestion, des impacts Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). Elle se fonde sur des critères environnementaux, sociaux et de gouvernance qui structurent l'analyse de la performance extra-financière de l'entreprise.

(4) C'est pourquoi on parle parfois de « double » matérialité. L'importance croissante accordée à cette analyse est confirmée à la lecture des résultats de la consultation menéeen 2020 à l'échelle européenne auprès de 588 répondants dans le cadre du processus de révision de la directive européenne sur le reporting extra-financier (NFRD).

(5) Pour une description détaillée des aspects méthodologiques de la matrice de matérialité, se reporter à la section 3.7.2.1 « Précisions sur les enjeux issus de la matrice dematérialité du groupe EDF ».

(6) Voir la section 3.7.2.1 « Des panels de parties prenantes ».

(7) Au travers de « Parlons énergie », voir la section 3.5.1.1 « Pratiques d'écoute et de compréhension des enjeux ».

(8) Voir la section 3.7.2.1 « Des panels de parties prenantes ».

(9) Voir la section 3.9.2 « Précisions sur les enjeux matériels issus de la matrice de matérialité du groupe EDF ».

16 engagements RSE

Pour chacun des 16 sujets RSE à enjeux, le Groupe a formulé un engagement RSE correspondant, déployé sous forme de politiques et d'actions opérationnelles visant, d'un point de vue environnemental, social et sociétal, à minimiser les impacts négatifs et à maximiser les impacts positifs de chacun de ces sujets RSE à enjeux.

La cartographie suivante liste ces 16 engagements RSE et indique, pour chacun d'entre eux, la section où il est décrit, le ou les risques extra-financiers correspondants tels qu'issus de la cartographie des risques majeurs du Groupe [(1)], sa contribution aux Objectifs de Développement Durable de l'ONU, et la mesure de performance associée.

ENJEUX ISSUS DE LA RAISON D'ÊTRE	ENGAGEMENTS RSE		RISQUES EXTRA-FINANCIERS *	CONTRIBUTION AUX OBJECTIFS DD DE L'ONU	INDICATEURS-CLÉS DE PERFORMANCE	PÉRIMÈTRE	UNITÉ	OBJECTIF	2018	2019	2020
NEUTRALITÉ CARBONE ET CLIMAT	TRAJECTOIRE CARBONE AMBITIEUSE	§ 3.1.1	3B		Émissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF ✓	Groupe	$MtCO_2e$	25 en 2030	36	33	**28**
					Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité ✓	Groupe	gCO_2/kWh	35 à 2030	57	55	**51**
					Capacités de production électrique renouvelables nettes installées	Groupe	GW	60 en 2030	33	32	**33**
	SOLUTIONS DE COMPENSATION CARBONE	§ 3.1.1.5			Evaluation qualitative	Groupe					
	ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE	§ 3.1.2	3B		Evaluation qualitative	Groupe					
	DÉVELOPPEMENT DES USAGES DE L'ÉLECTRICITÉ ET SERVICES ÉNERGÉTIQUES	§ 3.1.4	3A		Nombre de compteurs intelligents installés	Groupe	Millions	41 en 2021	18	26	**32**
					Taux de véhicules électriques dans le parc de véhicules légers	Groupe	%	100 en 2030	6,1	8,6	**12,2**
PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE	BIODIVERSITÉ	§ 3.2.1	4G		Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international	Groupe	%	100 en 2022	-	-	**44**
	GESTION RESPONSABLE DU FONCIER	§ 3.2.2	4A - 4G		Evaluation qualitative	Groupe					
	GESTION INTÉGRÉE ET DURABLE DE L'EAU	§ 3.2.3	4G - 3B		Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc ✓	Groupe	l/kWh	< 0,95l/kWh en moyenne sur les 5 dernières années	0,86	0,87	**0,87**
	DÉCHETS ET ÉCONOMIE CIRCULAIRE	§ 3.2.4	5B		France : volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité Vie Longue	Groupe	m^3	-	315	304	**283**
					UK : volume de déchets radioactifs solides à faible activité évacués	Groupe	m^3	-	474	444	**352**
BIEN-ÊTRE ET SOLIDARITÉ	SANTÉ ET SÉCURITÉ DE TOUS	§ 3.3.1	5C - 4B - 4C		Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES	Groupe	Nb	-	1	3	**1**
					LTIR Global (salariés et prestataires)	Groupe	Ind	< 1,8 en 2020	-	2,4	**1,9**
					Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)	Groupe	Nb	0	1	7	**7**
	ETHIQUE, CONFORMITÉ ET DROITS HUMAINS	§ 3.3.2	1E - 4E - 4A		Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption	Groupe	%	100 en 2021	57	61,8	**62,5**
	EGALITÉ, DIVERSITÉ ET INCLUSION	§ 3.3.3	3C		Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe	Groupe	%	28 en 2023	26,3	27,3	**28,7**
					Taux de salariés ayant suivi une action de développement des compétences	Groupe	%	75	83	80	**71**
					Taux de salariés couverts par une convention collective	Groupe	%	> 87	-	-	**87,2**
	PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE ET INNOVATION SOCIALE	§ 3.3.4	1G		Nombre d'accompagnements énergie	EDF	Nb	-	1 302 590	894 260	**905 017**
DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE	DIALOGUE ET CONCERTATION AVEC LES PARTIES PRENANTES	§ 3.4.1	4A		Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur	Groupe	%	100 en 2030	82	89,7	**84**
	DÉVELOPPEMENT TERRITORIAL RESPONSABLE	§ 3.4.2	4E - 4A		Taux annuel d'achats à des PME en France	EDF et Enedis	%	22-26	23,7	22,5	**23,4**
	DÉVELOPPEMENT DES FILIÈRES INDUSTRIELLES	§ 3.4.3	4A		Evaluation qualitative	Groupe					
	NUMÉRIQUE RESPONSABLE	§ 3.4.4	4D		Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	EDF, hors DOM et Corse	Millions	-	28	47	**73**

* issus de la cartographie des risques majeurs du Groupe, voir la section 2.2 "Risques auxquels le Groupe est exposé".

✓ indicateur 2020 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA.

(1) Il s'agit du volet extra-financier des risques issus de la cartographie des risques majeurs du Groupe. Le détail figure en section 3.7.2.1 « Précisions sur les enjeux issus de la matrice de matérialité du groupe EDF ».

Le détail des engagements, des politiques et de l'action menée par le groupe EDF est exposé dans la suite de ce chapitre.

EDF, entreprise responsable dans la gestion de la crise sanitaire [1]

Le groupe EDF a déployé des mesures spécifiques envers ses salariés, ses clients et ses fournisseurs, et a contribué à la solidarité indispensable à l'égard de la collectivité.

En France, pour ses clients particuliers, il a d'abord suspendu jusqu'au 1er septembre 2020 toute réduction ou interruption de la fourniture d'électricité et de gaz ainsi que les pénalités de retard [2]. Pour les clients en situation difficile, EDF a assoupli ses modalités et échéanciers de paiement, au-delà des mesures mises en place par les pouvoirs publics, à la fois dans leur portée et dans leur durée. Ces mesures exceptionnelles ont été reconduites à l'identique lors du second confinement et jusqu'au 15 janvier 2021.

Pour ses clients professionnels en France, le Groupe a pris toutes les dispositions nécessaires pour faire bénéficier ses clients, éligibles au Fonds de Solidarité, du report du paiement de leurs factures, conformément aux ordonnances et décrets adoptés par le gouvernement. Les petites entreprises concernées ont ainsi pu demander le report du paiement de leurs factures exigibles jusqu'à la fin de l'état d'urgence sanitaire, report échelonné sur une durée de 6 mois.

En Italie, en Belgique et au Royaume-Uni, le Groupe a également accordé des facilités de paiement à ses clients.

En France, EDF a maintenu le lien avec tous ses clients grâce aux 3 000 conseillers mobilisés pendant le premier confinement, à distance, pour assurer la qualité de service et l'accompagnement nécessaires. Tous les outils et services sont restés accessibles depuis les espaces clients dédiés sur le site edf.fr et *via* l'application mobile « EDF & Moi ». Le groupe EDF a également mis à disposition des entreprises un « Pack Redémarrage », offre de services sur mesure en vue de faciliter le quotidien des entreprises en période de reprise (assistance dépannage, accompagnement à la mise en conformité sanitaire…).

Pour ses salariés, depuis le début de la crise sanitaire, la priorité absolue du groupe EDF a été de veiller à leur protection et à la préservation de leur santé, au même titre que la continuité de ses missions de service public en France. Le Groupe a établi des mesures organisationnelles et sanitaires spécifiques pour lutter contre la Covid notamment la fourniture de protections individuelles, l'aménagement des locaux, l'organisation du travail à distance, la mise à disposition de 10 000 postes informatiques supplémentaires ou encore la résilience des infrastructures de réseau informatique ayant permis d'absorber plus de 70 000 connexions simultanées.

Au-delà de ces mesures, et en vertu du principe de vigilance partagée, les entreprises du Groupe portent une attention particulière à la prévention des risques psychosociaux chez les salariés. La ligne managériale s'attache à prendre en compte la situation personnelle et professionnelle de chacun. Des dispositifs spécifiques ont été mis en place tels qu'une cellule d'écoute et de soutien psychologique 24 h/24 dédiée (non seulement accessible aux salariés mais aussi à leur famille et aux prestataires), un *e-learning* largement déployé ou encore la mise à disposition de contenus réguliers en matière de prévention et de gestion du stress sur l'intranet Groupe. Le dialogue social est resté soutenu (voir la section 3.5.2.4 « Dialogue social »).

En France, vis-à-vis de ses fournisseurs TPE et PME [3], le Groupe a accéléré le paiement de factures par rapport au délai contractuel de 60 jours. Le dispositif s'est appliqué aux prestations achevées et validées par EDF au 31 mars 2020, conduisant, pour EDF SA, au règlement des fournisseurs avant mi-avril pour les TPE et avant fin avril pour les PME, sans qu'une démarche de leur part ne soit nécessaire. Dalkia et EDF Renouvelables se sont également engagées dans une démarche équivalente, ainsi qu'Enedis [4]. Cette accélération des délais de paiement a ainsi tout d'abord porté sur plus de vingt mille factures pour un montant de l'ordre de 190 millions d'euros à l'échelle du Groupe en France. Le dispositif a été progressivement étendu jusqu'à la fin du premier semestre, en lien avec la fin de l'état d'urgence sanitaire au 10 juillet 2020. Ce sont près de 500 millions d'euros qui auront été réglés de façon accélérée aux fournisseurs TPE et PME du Groupe en France entre avril et juin 2020.

Avec l'accompagnement de la Fondation Abbé Pierre, EDF a ouvert à ses salariés en France la possibilité d'aider des ménages précaires à régler leur facture d'électricité, quel que soit leur fournisseur. Pour chaque euro versé par ses salariés au Don d'Énergie, EDF a versé un euro supplémentaire contribuant à financer les actions menées en matière de prévention de la précarité énergétique. En mars dernier, au moment où la France se confinait, EDF a décidé de faire de sa plateforme d'engagement salarié EDF HUMAN PACTE un fort vecteur de lien social entre les salariés en télétravail et des personnes isolées *via* des associations réparties sur toute la France. Cette initiative s'inscrit dans le cadre du programme « confinés et solidaires », mis en place dès le début du confinement, et qui a permis d'agir à distance autour de trois thèmes prioritaires : l'accompagnement de personnes isolées, l'appui scolaire en milieu défavorisé et l'accompagnement de projet d'insertion professionnelle. 1 200 salariés se sont engagés dans ce programme qui perdure.

En Italie, lors de la première vague de la crise sanitaire de mars à mai 2020, Edison a effectué un don de 1,5 million d'euro. Outre le soutien à la recherche, ce don a été dédié aux structures sanitaires des territoires les plus frappés et au soutien de nombreux projets de lutte contre les conséquences sociales de la crise identifiés par les salariés d'Edison et des communautés locales. Cette donation a été financée par une campagne de crowdfunding auprès des salariés, abondée par Edison.

De son côté, la Fondation groupe EDF a mis en place un Fonds d'Urgence et de Solidarité de 2 millions d'euros. On peut citer, parmi les premiers projets soutenus dans ce cadre : la distribution de repas de qualité aux personnels soignants en France, la fourniture d'ordinateurs pour permettre aux jeunes des milieux défavorisés d'étudier à distance, la distribution de tickets-services pour les sans-abri, ou encore la fourniture des kits mobiles d'hygiène aux familles vulnérables et au personnel de santé en Afrique.

(1) Voir aussi les communiqués de presse du groupe EDF publiés sur ce sujet des 23 mars, 6, 16 et 17 avril 2020.

(2) Voir aussi la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale ».

(3) Très petites, petites et moyennes entreprises.

(4) Gestionnaire de réseau géré en toute indépendance.

3.1 Neutralité carbone et climat

En 2020, le groupe EDF a renforcé ses ambitions à l'occasion des cinq ans de la signature de l'Accord de Paris pour le climat. Le Groupe a ainsi obtenu la certification par *Science Based Targets* d'une trajectoire renforcée de réduction d'émissions de CO_2 bien en dessous des 2 °C, et a mis en place une gouvernance dédiée, en lien avec les meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (TCFD) [1]. La stratégie climatique du Groupe, alignée avec CAP 2030, s'accompagne de quatre engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de compensation carbone, l'adaptation au changement climatique et le développement des usages de l'électricité et services énergétiques.

NEUTRALITÉ CARBONE ET CLIMAT

ENGAGEMENTS, POLITIQUES ET ACTIONS AU REGARD DES ENJEUX RSE	CONTRIBUTION AUX OBJECTIFS DD DE L'ONU	INDICATEURS-CLÉS DE PERFORMANCE
TRAJECTOIRE CARBONE AMBITIEUSE	7, 13	Émissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité Capacités de production électrique renouvelables nettes installées
SOLUTIONS DE COMPENSATION CARBONE	7, 13	Evaluation qualitative
ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE	7, 13	Evaluation qualitative
DÉVELOPPEMENT DES USAGES DE L'ÉLECTRICITÉ ET SERVICES ÉNERGÉTIQUES	7, 8, 11	Nombre de compteurs intelligents installés Taux de véhicules électriques dans le parc de véhicules légers

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe

Premier producteur mondial d'électricité nucléaire et premier producteur d'énergie renouvelable en Europe, le groupe EDF produit aujourd'hui une des électricités les plus décarbonées au monde, contribuant à la transition énergétique des territoires où le Groupe opère. Face à l'urgence du changement climatique, le groupe EDF s'engage à aller encore plus loin et investit massivement pour construire un avenir énergétiquement neutre en CO_2.

3.1.1.1 Les engagements du Groupe

3.1.1.1.1 L'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050

Le groupe EDF a été l'un des premiers à se fixer, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Cet engagement a été renforcé et précisé en mars 2020. Il se traduit concrètement par la réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050, la réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales et enfin la mise en place de projets à émissions négatives afin de compenser les émissions résiduelles du Groupe à cet horizon. Cet objectif couvre les émissions de tous les gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes et pour toutes les activités du Groupe sur l'ensemble des régions géographiques.

En février 2020, le groupe EDF a rejoint l'initiative « *Business Ambition for 1.5 degrees : our only future* » lancée par le Pacte Mondial des Nations Unies, *We Mean Business and Science Based Target Initiative*. Cette coalition regroupe aujourd'hui plus de 300 entreprises qui s'engagent à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 afin de limiter l'augmentation de la température mondiale à 1,5 °C par rapport à la période préindustrielle.

Par cet engagement, le groupe EDF s'inscrit également dans l'initiative « *Race To Zero* » des Nations Unies et intègre la « *Climate Ambition Alliance* » [2] aux côtés de plus de 120 pays, 450 villes, 45 investisseurs et 1 000 entreprises.

3.1.1.1.2 Des objectifs 2030 reconnus par l'initiative SBTi

En 2020, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scope 2 et 3). Le 7 décembre, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire « *Well Below 2 °C* » par l'initiative *Science Based Targets* [3] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique et récemment dévoilée [4].

Ainsi le groupe EDF s'engage sur les objectifs 2030 suivants :

- réduction de 50 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals ;
- réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals (scope 3).

On trouvera dans la section 3.1.1.2 « Le bilan gaz à effet de serre du groupe EDF » et dans la section 3.7.2 « Précisions sur les informations RSE » les explications détaillées sur la construction de ces objectifs.

En cohérence avec ces objectifs validés par SBTi, le groupe EDF se fixe les objectifs 2030 complémentaires suivants :

- 25 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2030 ;
- 35 gCO_2/kWh pour l'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produites par le Groupe en 2030 ;
- réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030.

Avec ces objectifs, le groupe EDF vise à maintenir sa position de leadership parmi les électriciens les plus décarbonés du monde.

(1) Voir aussi le communiqué de presse du groupe EDF du 10 décembre 2020.

(2) Alliance créée en septembre 2019 lors du sommet pour l'Action Climatique du Secrétariat Général des Nations Unies par le Président du Chili Sebastián Piñera.

(3) Initiative lancée suite à l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Ressources Institute et World Wild Fund.

(4) Setting 1,5 °C aligned science based targets – quick start guide for electric utilities, CDP, juin 2020.

Afin d'atteindre ces objectifs, une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été élaborée pour les trois scopes du groupe EDF. Cette trajectoire passe par un jalon fixé en 2023, qui se traduit par les objectifs intermédiaires suivants :

- 28 à 30 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2023 (la fourchette tient notamment compte des incertitudes sur les scénarios postcrise sanitaire) ;
- réduction de 23 % comparé à 2017 des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals ;
- réduction de 10 % comparé à 2019 des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals et réduction de 8 % de l'ensemble du scope 3 du Groupe ;

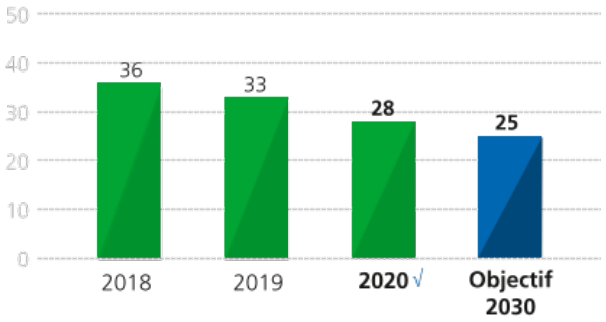
Ces objectifs 2023 et 2030 sur les émissions directes et indirectes du Groupe ont été traduits en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe (voir la section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »).

3.1.1.1.3 2020, une année exceptionnelle à plus d'un titre

La crise sanitaire s'est traduite par un ralentissement de l'activité économique mondiale et de la consommation d'énergie en 2020, entraînant également une baisse exceptionnelle des émissions de gaz à effet de serre. L'intensité carbone du Groupe s'améliore grâce à la forte baisse de la production de nos centrales thermiques (notamment au gaz) et à l'augmentation de la production d'origine renouvelable.

Cela compense en partie la baisse de production bas carbone d'origine nucléaire, due en partie à la crise sanitaire qui a fortement impacté les arrêts de tranche de maintenance. Si l'on se compare à la moyenne du secteur électrique européen, qui est de 275 gCO_2/kWh en 2019 (en intégrant la France), ce sont plus de 110 Mt d'émissions directes de CO_2 que le groupe EDF permet d'éviter chaque année.

Emissions du scope 1 ($MtCO_2e$) √

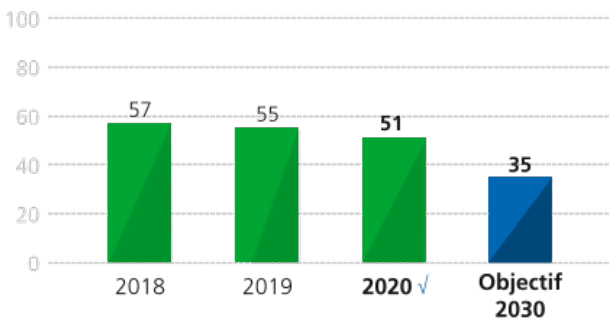


Indicateur clé de performance extra-financière

√ Indicateur 2020 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A

La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 du groupe EDF dues à la production d'électricité et de chaleur (gCO_2/kWh) √



Indicateur clé de performance extra-financière

√ indicateur 2020 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

3.1.1.2 Le bilan gaz à effet de serre (GES) du Groupe

3.1.1.2.1 Une comptabilité carbone parmi les plus anciennes et les plus complètes du secteur

Parce qu'il ne peut y avoir de stratégie efficace d'atténuation sans une connaissance précise des émissions directes et indirectes, le groupe EDF a commencé à établir le bilan annuel de ses émissions de gaz à effet de serre (« bilan GES ») dès 2010, anticipant largement les exigences réglementaires nationales et européennes. Le premier bilan GES au périmètre EDF SA a été publié en 2011 et le premier bilan GES complet au périmètre du Groupe a été publié en 2017.

Le bilan GES du groupe EDF couvre les émissions des six gaz à effet de serre du Protocole de Kyoto (CO_2, CH_4, N_2O, HFC, PFC, SF_6) exprimés en CO_2 équivalent (CO_2e) [(1)] et pour l'ensemble des postes significatifs listés par le GHG Protocol [(2)], allant de la fabrication du combustible à la vie de bureau des salariés.

Le bilan GES du groupe EDF fait l'objet d'une vérification par un tiers externe couvrant plus de 70 % des émissions. EDF progresse chaque année dans sa démarche et pour la première fois en 2020 intègre l'ensemble des résultats dans la déclaration de performance extra-financière de l'année reportée [(3)]. Parmi les grands électriciens européens, le groupe EDF publie aujourd'hui l'un des bilans les plus détaillés sur l'ensemble de sa chaîne de valeur.

Le groupe EDF consolide toutes les données extra-financières, dont les émissions de GES, de ses sociétés par « intégration globale ». Cela signifie que pour les sociétés dont le Groupe a le contrôle financier, les émissions sont intégrées à 100 % sur les trois scopes du bilan GES du Groupe. Pour les sociétés dont le Groupe n'a pas le contrôle financier, seules les émissions de scope 1 et 2 sont intégrées dans le poste « investissement » (catégorie 15 du scope 3) du bilan GES du Groupe, après avoir été mises en équivalence (c'est-à-dire en appliquant un ratio correspondant au pourcentage de détention de la société par le Groupe).

(1) Les émissions de CO_2e sont calculées en utilisant les pouvoirs de réchauffement globaux à 100 ans cités dans le 5e rapport du GIEC, à savoir 30 pour le CH_4, 23 500 pour le SF_6 et 265 pour le N_2O.

(2) Le GHG Protocol est la méthode la plus reconnue internationalement pour la comptabilité carbone. Initié en 1998 par le World Resource Institute (WRI) et le World BusinessCouncil for Sustainable Development (WBCSD), il a été développé en partenariat avec des entreprises, des ONG et des gouvernements. Il met à disposition un ensemble deressources, outils et données pour le calcul d'empreinte carbone (http://www.ghgprotocol.org/).

(3) Les bilans GES du groupe EDF peuvent être téléchargés à l'adresse suivante : https://www.edf.fr/nos-engagements/indicateurs-de-developpement-durable/environnemental#bilan-des-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-groupe-edf.

Le périmètre du bilan GES du groupe EDF comprend les entreprises suivantes et leurs filiales, réparties en France et sur une trentaine de pays : EDF, EDF PEI, Dalkia, Edison, Enedis, Électricité de Strasbourg, EDF Trading North America, EDF Energy Services, EDF au Royaume-Uni, Framatome, EDF Renouvelables, Norte Fluminense, MECO, Luminus, EDF China. Les principales sociétés non contrôlées par le groupe EDF et intégrées dans le scope 3 du bilan GES du Groupe sont les suivantes : Shandong Zhonghua, Datang San Men Xia, Fuzhou, Sloe, Nam Theun, Sinop, Enercal, Électricité de Mayotte, Generadora Metropolitana, Elpedison et Ibiritermo.

Les émissions des sociétés non prises en compte dans le bilan GES du groupe EDF 2020 sont estimées comme étant non significatives car représentant largement moins de 5 % des émissions couvertes.

3.1.1.2.2 Synthèse du bilan GES 2020

Le tableau suivant présente l'évolution du bilan GES du Groupe pour les années 2018 à 2020.

Bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF *($MtCO_2e$)*	**2018**	**2019**	**2020**
Émissions du scope 1	36	33	28
Émissions du scope 2	0,5	0,3	0,3
Émissions du scope 3	111	119	107

Le tableau suivant présente les 3 postes du scope 3 les plus significatifs :

Postes significatifs du Scope 3 *($MtCO_2e$)*	**2018**	**2019**	**2020**
Émissions de l'électricité achetée et revendue aux clients finals	21	23	22
Émissions du gaz vendu aux clients finals	65	72	60
Émissions du scope 1 et 2 des investissements minoritaires	10	10	10

Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.7.2.3 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ». Le bilan GES détaillé du groupe EDF est publié sur le site edf.fr (1).

Les émissions du Scope 1 sont en baisse de 16 %. Cette baisse résulte d'une part de la fermeture de certaines installations thermiques, dont la centrale charbon de Cottam fermée fin 2019, et d'autre part de la réduction du fonctionnement du parc thermique, notamment les CCG, du fait de l'impact de la crise sanitaire sur la demande.

Les émissions du Scope 3 sont en baisse de 11 %. Cette baisse résulte principalement de la baisse des ventes de gaz à des clients finals, dont les émissions représentent encore 56 % du Scope 3 du Groupe en 2020.

3.1.1.3 Les actions de maîtrise des émissions

Afin d'atteindre les objectifs de réduction d'émission de gaz à effet à serre qu'il s'est fixé (voir la section 3.1.1.1 « Les engagements du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF (voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe »). Ce plan d'action s'appuie sur une vingtaine de chantiers pilotés au niveau du Comité exécutif du Groupe et est coordonné par le chantier Stratégie Neutralité Carbone du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.3.1 « Organes de gouvernance »).

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses cibles d'émissions sur les trois scopes, sont les suivantes :

Innover au moyen de services et de solutions destinées à nos clients et aux territoires

- Promotion des pompes à chaleur et de la chaleur décarbonée afin de faire baisser la demande en gaz naturel utilisé pour le chauffage (particuliers, entreprises et collectivités), en synergie avec l'évolution des réglementations nationales dans les pays visant à atteindre la neutralité carbone (ex : RE 2020 en France) ;
- Baisse des émissions de combustion associées au gaz vendu du fait de l'augmentation du taux d'injection du biogaz (et éventuellement d'hydrogène) dans les réseaux gaziers nationaux en Europe ;
- Verdissement (recours à des PPA en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finals dans les pays dont l'électricité présente une forte intensité carbone (ex : Amérique du Nord).

Intensifier la décarbonation de nos activités de production

- Fermeture des dernières centrales charbon exploitées par le Groupe en France et au Royaume-Uni ;
- Pour répondre aux ambitions de neutralité carbone des territoires insulaires, remplacement du fioul lourd des installations thermiques existantes par des combustibles moins carbonés (biomasse liquide et éventuellement gaz) ;
- Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe (biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie) ;
- À l'international, transfert des cycles combinés de Norte Fluminense et de Phu My dans le cadre de la fin des périodes de « Build-Operate-Transfer » et application de critères stricts sur le développement de tout nouveau projet de cycle combiné ;
- Réduction des émissions associées à l'amont des combustibles (extraction, transformation, transport) découlant directement de la réduction de l'utilisation de combustibles fossiles (production d'électricité et vente) par le Groupe.

Transformer nos propres pratiques

- Maîtrise de la consommation énergétique des installations du Groupe ;
- Électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100 ;
- Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre notamment du déploiement de la nouvelle politique de Voyages du groupe EDF ;
- Actions de maîtrise et de réduction des émissions diffuses de SF_6 issues des matériels de transmission et de distribution de l'électricité ainsi que des émissions diffuses de HFC issues des climatisations.

L'ensemble de ces mesures permet au groupe EDF de sécuriser sa trajectoire de réduction d'émission de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, en ligne avec ses engagements. On trouvera dans les sections qui suivent une description plus précise des mesures les plus significatives du plan d'actions du Groupe.

3.1.1.3.1 Une production électrique à base de charbon qui représente 0,4 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030

Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* qui promeut dans le cadre de l'Accord de Paris la sortie du charbon dès 2030 dans les pays Européens, et avant 2050 pour le reste du monde. En 2019, le groupe EDF est allé plus loin et s'est engagé à sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030 toutes zones géographiques confondues.

Depuis une vingtaine d'années, le Groupe ne s'est pas contenté de se désinvestir du charbon mais s'est imposé comme l'un des électriciens ayant décidé, mis en œuvre et accompagné la fermeture du plus grand nombre de tranches charbon et fioul lourd en Europe. Entre 1995 et 2020, le groupe EDF a ainsi mis à l'arrêt définitif en Europe plus de 30 tranches charbon et 42 tranches fioul lourd de forte puissance, représentant respectivement 6,3 et 7,2 GWe de capacités retirées, pour un total de 13,5 GWe, soit l'ordre de grandeur de la totalité de la puissance électrique installée d'un pays comme la Bulgarie ou la Finlande. Cette politique de sortie du charbon (et du fioul lourd) a permis une réduction des émissions annuelles de gaz à effet de serre du secteur électrique européen de plus de 30 $MtCO_2e$.

Ces fermetures ont toutes été accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales (voir la section 3.4.3.2 « Redéploiements et accompagnement des personnes »).

La centrale thermique la plus récemment arrêtée par le groupe EDF est la centrale charbon de Cottam au Royaume-Uni. Cette centrale de 2 000 MWe (4 tranches charbon) a cessé définitivement sa production en septembre 2019, représentant une réduction d'environ 1,6 $MtCO_2$ des émissions directes du Groupe par rapport à l'année précédente.

(1) edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs/

À fin 2020, le groupe EDF n'exploite plus que trois centrales charbon : la centrale du Havre, qui sera mise à l'arrêt au printemps 2021 ; la centrale de West Burton A qui sera mise à l'arrêt d'ici 2024 ; et enfin la centrale de Cordemais (FR) qui sera mise à l'arrêt au plus tard en 2026 et qui pourrait être reconvertie à la biomasse dès 2022 (voir également la section 1.4.1.2.2 « Les enjeux de la production thermique »). La production d'électricité et de chaleur à partir de charbon représente en 2020 moins de 0,6 % de la production totale du groupe EDF. En effet, indépendamment de leur capacité, ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe » en vue de jouer un rôle d'assurance dans l'équilibre du système. Leur fonctionnement et les émissions associées sont ainsi très limités.

3.1.1.3.2 La transition énergétique des territoires insulaires

La Corse et les Outre-Mer, en tant que Zone Non Interconnectées (ZNI) au système électrique continental, font l'objet de Programmations Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) spécifiques, qui leur fixent des objectifs ambitieux de décarbonation et d'indépendance énergétique (autonomie énergétique des territoires d'Outre-mer à l'horizon 2030 et de la Corse d'ici 2050).

Les installations thermiques, principalement des moteurs au fioul lourd ou au gasoil et des turbines à combustion (TAC), jouent historiquement un rôle important dans ces zones. Elles permettent de faire face à la forte saisonnalité de la consommation électrique, assurent la sécurité d'approvisionnement et pallient l'intermittence des énergies renouvelables dans des systèmes électriques qui ne peuvent se retourner vers les importations en cas de pic de demande ou de défaut de production.

Pour décarboner la production électrique dans les îles, le groupe EDF met en place les actions suivantes :

- la substitution progressive du fioul par de la biomasse liquide sur les moteurs de microréseaux SEI (test de plus d'un mois dans l'île de Molène, en Bretagne) comme sur les moteurs de PEI (test sur la centrale de Pointe de Jarry en 2020). Ainsi la future centrale de Larivot en Guyane fonctionnera à la biomasse liquide, en remplacement de la centrale au fioul de Dégrad-des-Cannes qui doit être arrêtée fin 2023 ;
- l'arrêt des moteurs et TAC fioul les plus anciens, au fur et à mesure de l'arrivée des nouveaux moyens de production moins émetteurs ;
- la mise en place volontaire d'un système de *management* de l'énergie (certification ISO 50001) sur sept des huit sites de production thermique les plus importants de SEI et les actions d'optimisation du rendement des installations de PEI.

On trouvera dans la section 1.4.4.3 « Systèmes Énergétiques Insulaires » une description plus complète des actions mises en œuvre par EDF dans les îles, comme les actions de maîtrise de l'énergie (ex : chauffe-eau solaires), les projets d'augmentation du productible des centrales hydrauliques en exploitation, le développement de réseau compatible avec l'intégration d'ENR (ex : batteries, compensateurs synchrone…).

3.1.1.3.3 Le verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère 330 réseaux urbains de chaleur et de froid. Il est le *leader* des services énergétiques en France et un acteur de premier plan sur le marché européen. Dalkia s'est fixé l'objectif d'atteindre un taux d'énergie renouvelable et de récupération (ENR&R) dans son mix énergétique de 50 % à l'horizon 2022.

Ce taux est de plus de 41,3 % en 2020. Cet engagement se traduit par le développement de l'utilisation de la biomasse (bois énergie, fraction biodégradable des ordures ménagères, biogaz), de la récupération de chaleur fatale, de la géothermie et de la thalassothermie. À l'échelle mondiale, le charbon représente en 2020 2,5 % de la production de chaleur de Dalkia, qui s'est engagé à ne plus utiliser ce combustible pour ses activités en France, en cohérence avec les dispositions de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Le recours aux énergies renouvelables et aux prestations d'efficacité énergétique permet à Dalkia de réduire les émissions de gaz à effet de serre de ses clients et a permis d'éviter 4,1 millions de tonnes de CO_2e en 2020 (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

3.1.1.3.4 Aligner les activités gazières avec les engagements climatiques du Groupe

Les activités gazières représentent une part significative du bilan GES du groupe EDF, à travers notamment trois activités : la production d'électricité à partir de gaz naturel, la production de chaleur à partir de gaz naturel et la vente de gaz naturel à des clients finals (particuliers, entreprises, collectivités).

Parce qu'il est environ deux fois moins émetteur de CO_2 que le charbon, et qu'il permet de produire une électricité pilotable, le gaz naturel peut être amené à jouer un rôle dans la transition énergétique de certains pays, comme en Italie où il se substitue au charbon. Néanmoins le gaz naturel reste un combustible fossile, émetteur de CO_2, et incompatible (sauf à recourir au captage et au stockage du CO_2) avec l'atteinte de la neutralité carbone à laquelle le groupe EDF et plus de 120 pays se sont engagés d'ici 2050.

Le groupe EDF a défini en 2020 un ensemble de critères internes dit « gazier responsable » permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

- critères transverses : l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègrent dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités du Groupe en cohérence avec les objectifs 2030 du Groupe. Tout projet de développement doit démontrer sa contribution à la transition énergétique des territoires et intégrer dans son *business plan* le respect de la neutralité carbone du Groupe à l'horizon 2050 ;
- critères additionnels sur la production d'électricité : pas de développement de nouveau projet gaz (Cycle Combiné Gaz – CCG), sauf si le projet contribue à réduire l'intensité carbone du système électrique du pays concerné ou relève de la sécurité d'approvisionnement du pays. Lorsque cela est techniquement et économiquement faisable, le projet recourt à des solutions permettant de réduire ses émissions directes, comme le gaz vert, l'hydrogène ou le captage et le stockage du CO_2 ;
- critères additionnels sur la vente de gaz : le groupe EDF accompagne ses clients gaz vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions *via* ses offres, son expertise et ses filiales de spécialité ; il développe et promeut les solutions alternatives aux combustibles fossiles lorsqu'elles sont accessibles (électricité, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable, etc.).

Il convient cependant de noter que les moyens d'actions du groupe EDF vis-à-vis de ce dernier objectif sont limités tant que les régulateurs et les pouvoirs publics ne fixent pas un cadre réglementaire clair, favorisant notamment le choix des solutions décarbonées pour le chauffage des particuliers.

Par ailleurs, le groupe EDF soutient le développement de la filière biogaz, notamment *via* sa filiale Dalkia Biogaz, filiale détenue à 100 % par le groupe Dalkia, spécialisée dans les activités de production, traitement et valorisation du biogaz, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Enfin le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO_2 mais aussi à rendre plus de services au système électrique qui doit intégrer une quantité toujours plus importante d'énergie renouvelable intermittente et non pilotable.

3.1.1.3.5 La réduction des émissions de SF_6 et de HFC

Les gaz fluorés comme l'hexafluorure de soufre (SF_6) et les hydrofluorocarbures (HFC) sont de puissants gaz à effet de serre. À titre d'exemple, le potentiel de réchauffement global (PRG) du SF_6 est 23 500 fois supérieur à celui du CO_2 et celui des HFC jusqu'à 12 400 fois supérieur à celui du CO_2. Leurs émissions en 2020 sont estimées pour l'ensemble du groupe EDF à 51,5 ktonnes de CO_2e, soit environ 0,2 % des émissions directes (scope 1) du groupe EDF.

Le SF_6 est utilisé comme gaz isolant dans le matériel de transmission et de distribution de l'électricité. Les émissions se produisent au cours de fuites et de pertes pendant l'entretien de ces matériels. EDF a signé, dès 2004, un engagement volontaire concernant la réduction des émissions de SF_6 de l'ensemble de ses appareils électriques haute et moyenne tension. Ces actions sont suivies dans le cadre du Système de *Management* Environnemental (SME) du Groupe. Grâce à une politique volontariste, la Division de la Production Nucléaire en France a pu réduire de 84 % ses émissions de SF_6 entre 2008 et 2017 et a mis en place un plan d'actions spécifiques visant à ramener tous ses équipements à leur taux de fuite de conception, soit 1 % par an. Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis s'est fixé quant à lui un objectif de stabilisation de ses émissions de SF_6 à 330 kg par an.

Dès que cela est technologiquement et économiquement possible, le groupe EDF utilise des technologies alternatives au SF_6 : Un disjoncteur à coupure dans le vide et isolement sous pression d'air sec (sans SF_6) a été testé sur un site de production d'EDF Hydro. Ce type de technologie aérienne a également été retenu pour la plateforme d'évacuation d'énergie du projet EPR2 [(1)]. Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a développé un nouveau palier technique de disjoncteurs HTA à coupure dans le vide pour les postes primaires HTB/HTA, dont les premiers modèles ont été installés en 2020.

(1) Voir la section 1.4.1.1.3.2 «Autres projets "Nouveau Nucléaire"».

Les HFC sont utilisés comme fluides réfrigérants dans les climatisations. Les émissions se produisent au cours de fuites pendant le processus de fabrication et durant le cycle de vie. L'ensemble des métiers du groupe EDF travaillent à réduire l'impact carbone des fluides réfrigérants utilisés. Ainsi la filiale Dalkia Froid Solutions recourt, pour plus d'un tiers de son activité, à des fluides verts (CO_2, ammoniac, R290).

3.1.1.4 EDF, investisseur le plus important dans les énergies décarbonées en Europe

Parallèlement aux actions de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre de ses activités, le groupe EDF investit massivement pour préparer l'avenir et construire un avenir énergétique neutre en CO_2. On rappelle que le mix de production d'électricité du Groupe en 2020 est composé à 76,5% de nucléaire, 9,8% d'hydraulique, 3,8% d'autres EnR, 8,4% de gaz, 1,0 % de fioul et 0,4% de charbon[1] (voir la section 1.1 "Chiffres clés").

3.1.1.4.1 Des investissements décarbonés à près de 94 %

Les investissements opérationnels bruts du groupe EDF s'élève à 16,5 milliards d'euros en 2020. Au regard de ces montants, le Groupe est de loin le principal investisseur dans la transition énergétique en Europe, représentant à lui seul plus de 25 % des investissements industriels du secteur électrique [2].

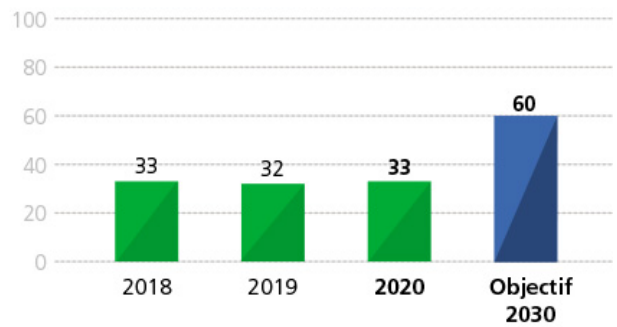
Au total, près de 94 % des investissements du groupe EDF en 2020 contribuent directement à la décarbonation de l'économie, que ce soit à travers les investissements dans des moyens de production décarbonés (renouvelables, nucléaire), le renouvellement des réseaux électriques, le déploiement de compteurs intelligents ou le développement de services énergétiques.

3.1.1.4.2 Le doublement des capacités ENR installées entre 2014 et 2030

Le groupe EDF est aujourd'hui le plus important producteur d'énergie renouvelable en Europe, avec une production en 2020 de 68,7 TWh d'électricité et de 8,6 TWh de chaleur renouvelable *via* l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire photovoltaïque et d'autres énergies renouvelables.

Dans le cadre de sa stratégie CAP 2030, il s'est fixé l'objectif de plus que doubler sa capacité renouvelable nette installée entre 2015 et 2030, de façon à la porter à 60 GWe en 2030. En 2020, la capacité renouvelable nette installée du Groupe est de 33,3 GWe.

Capacités de production électrique renouvelables nettes installées (GW)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

Pour parvenir à l'objectif, le groupe EDF s'était engagé à accélérer ses investissements dans les énergies renouvelables tant en France qu'à l'international, en allouant en moyenne plus de 2 milliards d'euros bruts par an au renouvelable sur la période 2017-2020.

Le groupe EDF a été classé en 2019 parmi les dix acteurs mondiaux les plus « verts » et parmi les cinq acteurs européens les plus dynamiques en matière de développement des énergies renouvelables[3].

3.1.1.4.3 L'innovation au service de la transition énergétique

La transition énergétique passe par l'exploration de solutions innovantes et par les *start-ups*. C'est pourquoi EDF a lancé en 2017 la structure EDF Pulse Croissance. À la fois fonds d'investissement et incubateur de projets entrepreneuriaux, EDF Pulse Croissance explore en priorité quatre domaines stratégiques :

- la gestion durable des territoires ;
- les services à l'habitant (maison connectée, transformation et optimisation énergétique, adaptation de l'habitat pour les seniors) ;
- les services énergétiques décentralisées (intégrateur de systèmes décentralisés, production décentralisée *off-grid* et *nano-grid*, stockage) ; et
- la performance industrielle pour les clients entreprises (maintenance prédictive et détection de pannes, amélioration de processus industriels, mobilité et gestion de flottes, démantèlement nucléaire).

Voir la section 1.4.6.1.3 « EDF Pulse Croissance » pour la description détaillée de ses réalisations, telles que la création de la filiale Hynamics en 2019, dédiée à la production et à la commercialisation d'hydrogène bas carbone et renouvelable par électrolyse de l'eau.

3.1.1.4.4 La R&D au service de la transition énergétique

À fin 2020, la R&D d'EDF compte 1 839 collaborateurs en France issus de 30 nationalités et dispose de l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens (voir la section 3.5.2.5.8 « R&D »).

Afin de pouvoir identifier les solutions avec les plus faibles empreintes environnementales, les équipes d'EDF R&D travaillent notamment sur l'analyse du cycle de vie des différentes filières de production d'électricité et d'hydrogène. Cette approche normalisée permet d'intégrer les impacts environnementaux de l'amont (extraction des matières premières, fabrication, construction des infrastructures, etc.) à l'aval (recyclage, démantèlement, gestion des déchets, etc.) et de façon multicritère, c'est-à-dire non seulement en termes d'émission de gaz à effet de serre mais aussi potentiellement vis-à-vis de l'épuisement des ressources, l'empreinte eau, la production de déchets, la protection de la biodiversité, etc.

Ainsi selon le GIEC [4], les émissions de gaz à effet de serre en approche cycle de vie associée à un kWh électrique produit par une installation nucléaire sont de 12 g/kWh, quand les filières éoliennes (*on shore*) et solaires photovoltaïques conduisent respectivement à une empreinte carbone de 11 et 44 g/kWh (voir la section 1.5 « Recherche et développement, brevets et licences »).

(1) En données consolidées.

(2) 6e baromètre financier des énergéticiens européens "Watt's Next Conseil", septembre 2020 (wattsnext.fr/).

(3) *Energy Intelligence, Green utilities report*, 2019 (www.energyintel.com/ |).

(4) *IPCC Assessment Report* 5, 2014, Working Group III – *Mitigation of Climate Change, Annex III, Table A.III.2* (*Emissions of selected electricity supply*), valeurs medians.

3.1.1.5 Les solutions de compensation carbone (1)

3.1.1.5.1 L'engagement du groupe EDF

Pour le groupe EDF, le recours à la compensation carbone constitue la dernière étape d'une démarche d'atteinte de la neutralité, dans une logique de séquence « Éviter-Réduire-Compenser » telle que cela existe déjà par exemple dans le domaine de la biodiversité. En aucun cas la compensation carbone ne doit se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions du Groupe, qu'elles soient directes ou indirectes.

Le groupe EDF privilégie l'utilisation de projets dits à « émissions négatives » pour compenser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050, par rapport aux projets dits à « émissions évitées ». Il peut s'agir de solutions technologiques, comme la Bioénergie équipée de Captage Stockage de CO_2 (BECCS), ou de solutions naturelles, comme la séquestration de carbone dans les forêts et dans les sols.

En conformité avec les règles de compatibilité carbone en vigueur (2), les crédits d'émissions issues de la compensation carbone ne sont pas actuellement déduits du bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF et font l'objet d'une comptabilisation séparée.

3.1.1.5.2 Les initiatives au sein du Groupe et leur encadrement

Au-delà de l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050, la compensation carbone peut permettre, dès maintenant, de contribuer à la transition vers une société bas carbone et de répondre aux attentes des parties prenantes du groupe EDF : en contribuant à l'élaboration d'offres commerciales « neutres » en carbone, en mobilisant les collaborateurs et les salariés dans des actions en faveur du climat.

Les premières initiatives de compensation des émissions de carbone se multiplient, parmi lesquelles :

- **Offres** : la Direction Commerce a développé pour ses clients en France l'offre de fourniture de gaz « Avantage Gaz Durable » qui est une offre de gaz avec compensation des émissions liées à sa combustion. Cette compensation est réalisée par EDF Trading *via* l'achat de crédits certifiés par les Nations Unies générés dans un premier temps par un projet de biomasse en Chine et actuellement par un projet éolien. Luminus propose de son côté plusieurs offres de gaz neutres en carbone. L'offre « EcoFix Gaz » consiste en une offre neutre en CO_2 avec un tarif fixe pour une durée de 3 ans. L'offre « EcoFlex Gaz » est une offre également neutre en CO_2 mais avec un prix variable indexé tous les 3 mois. L'offre « #BeGreen Fix » est aussi une offre neutre en carbone avec un prix fixe sur un an ;
- **Engagement des salariés et des clients** : Enedis est partenaire de l'ONG « Reforest'Action » pour agir en faveur du reboisement des forêts touchées par des aléas naturels. Enedis finance la plantation d'un arbre tous les 20 comptes clients ouverts suite à l'installation des compteurs communicants Linky. Enedis est « Contributeur Or » de Reforest'Action, avec 50 000 arbres plantés depuis mars 2018 ;
- **Déplacements** : Citelum a un programme de compensation avec l'organisme « Reforest'Action » pour compenser les émissions liées aux voyages d'affaires et achète pour cela des crédits carbone certifiés VCS (projet d'évitement de la déforestation au Brésil). La Fondation groupe EDF compense les émissions des déplacements générés par le mécénat international avec la Fondation « Good Planet », en finançant la fabrication de cuiseurs solaires au Pérou et en Bolivie ainsi que l'installation de bio-digesteurs en Inde. La Direction Internationale compense également ses émissions générées par les déplacements professionnels avec la Fondation Good Planet ;
- **Finance** : *via* sa filiale EDF Trading, le groupe EDF dispose d'un portefeuille de crédits carbone diversifié et d'une solide expérience des marchés de la compensation carbone volontaire.

Voir aussi les actions décrites en section 3.2.1 « Biodiversité ».

Le groupe EDF développe un cadre méthodologique et une gouvernance adaptée pour étudier au cas par cas les initiatives au sein du Groupe et s'assurer de leur cohérence avec les engagements de responsabilité sociétale d'entreprise du Groupe.

3.1.1.5.3 L'appui de la R&D

Le R&D du groupe EDF appuie la stratégie du groupe en matière de neutralité carbone d'ici 2050 en effectuant une veille active sur les technologies à émissions négatives et en explorant plus particulièrement les solutions suivantes :

- **le captage et stockage de CO_2 (CCS)** : le groupe EDF dispose déjà de solides compétences dans ce domaine avec la participation à plusieurs projets de recherche internationaux et la réalisation d'un démonstrateur de captage sur le site du Havre. Ce démonstrateur de 22 millions d'euros (co-financé à 25 % par l'ADEME) a capté 1 900 tonnes de CO_2 et a permis de caractériser la faisabilité technico-économique de plusieurs procédés. Une alternative au stockage est la valorisation du dioxyde de carbone capté sous une forme chimique différente (carburants, matériaux). Appliqué à de la bioénergie (considérée comme neutre en CO_2), la CCS devient un moyen de générer des émissions négatives de CO_2 (BECCS) et pourrait jouer un rôle important d'ici 2050 dans les pays qui se sont engagés à atteindre la neutralité carbone ;
- **les solutions fondées sur la nature** : ces pratiques, comme l'afforestation (plantation d'arbres sur une surface dépourvue d'arbres depuis longtemps), le reboisement, la gestion adaptée des prairies et des zones humides ou encore la modification des pratiques agricoles, apparaissent aujourd'hui parmi les pistes les plus prometteuses pour augmenter la séquestration du carbone dans les sols et dans les forêts, et ainsi générer des émissions négatives. Or, le groupe EDF est le troisième plus grand gestionnaire de foncier de France, avec plus de 40 000 hectares de foncier au sein duquel les sites de production côtoient des espaces naturels (dont 7 000 hectares de forêts et 7,5 milliards de m^3 d'eau dans ses retenues). La R&D du groupe EDF travaille à évaluer d'une part le potentiel du foncier du Groupe pour stocker du carbone, et d'autre part les synergies et potentielles contradictions de la compensation carbone avec les autres services écosystémiques, dont la préservation de la biodiversité ;
- **les technologies de captage du CO_2 de l'atmosphère** (DAC pour *Direct Air Capture*). Ces technologies sont encore au stade de l'expérimentation. EDF au Royaume-Uni a publié en novembre 2020 un appel à manifestation d'intérêt pour la mise en place d'un démonstrateur de captage direct du CO_2 dans l'air sur le site du projet de centrale nucléaire de Sizewell C. Deux technologies innovantes devraient y être testées, avec l'objectif à terme de pouvoir rendre le bilan carbone de la centrale complètement neutre, voire négatif.

(1) La compensation carbone consiste à financer, par l'achat de crédits carbone, un projet dont l'activité permet d'éviter ou de séquestrer des émissions de gaz à effet de serre.Le principe sous-jacent de la compensation carbone est que les impacts d'une tonne de carbone émise quelque part peuvent être neutralisés par la séquestration (i.e. lestockage à long terme hors de l'atmosphère) ou la réduction d'une autre tonne de carbone ailleurs. La compensation carbone est couverte par différentes certificationsinternationales (Gold standard, Verra, UNFCCC Clean Development Mechanism) ou nationales (Label Bas Carbone en France, Woodland Carbon Code au Royaume-Uni) quitoutes répondent à des règles strictes de mesurabilité, de vérifiabilité, de permanence et d'additionnalité – c'est-à-dire que seuls des projets destinés dès le départ pour lacompensation carbone et financés par les crédits carbones générés sont recevables.

(2) GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard, WRI-WBCSD, 2015.

3.1.2 Stratégie d'adaptation au changement climatique

Avec des installations dont la durée de vie technique dépasse potentiellement largement 40 ans (ouvrages hydrauliques, centrales nucléaires, réseaux électriques), le groupe EDF est, parmi les acteurs non étatiques, l'un des industriels les plus exposés au changement climatique.

La stratégie et les actions mises en place par le groupe EDF permettent de maîtriser les risques associés au changement climatique, et en particulier les risques physiques. L'année 2020 en constitue une bonne illustration, classée comme l'année la plus chaude jamais enregistrée en France depuis le début des mesures en 1900, et parmi les trois années les plus chaudes jamais enregistrées à l'échelle mondiale.

3.1.2.1 Du plan aléas climatiques à une stratégie globale de résilience

Dès 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont conduit EDF à travailler sur la prévention des impacts physiques du climat sur ses activités. Le groupe EDF s'est doté d'un plan aléas climatiques en 2004, puis d'une stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010. Ce document pose le fondement des engagements du Groupe en matière d'adaptation et identifie les actions à mettre en place dans tous les métiers : évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures ; adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes ; intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations ; adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique.

La stratégie d'adaptation du groupe EDF couvre en priorité les ouvrages de production dont la durée de vie est supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydrauliques. Les centrales éoliennes et photovoltaïques, en tant que structures plus légères, faciles à démanteler et de durée de vie typiquement inférieure à 20 ans, sont considérées comme moins exposées aux risques physiques associés au changement climatique.

Toutes les entités du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques dans l'élaboration de leur cartographie des risques, qu'ils s'agissent des risques physiques ou des risques dits de transition [(1)]. Les entités les plus exposées aux risques physiques disposent de plans d'adaptation au changement climatique qui doivent être mis à jour au minimum tous les 5 ans.

3.1.2.2 Un service climatique interne unique parmi les grands électriciens

Dès la publication du premier rapport du GIEC en 1990, le groupe EDF a fait le choix de développer en interne une compétence sur les enjeux climatiques, en collaboration avec des organisations de référence comme Météo-France. Fait unique parmi les grands électriciens, le groupe EDF dispose aujourd'hui d'une équipe d'une quinzaine de chercheurs permanents travaillant sur l'estimation des conséquences du changement climatique sur le parc de production existant et à venir (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, etc.), sur l'évolution du productible à partir d'énergies renouvelables et sur l'évolution de la demande en énergie.

Créé en 2014, le service climatique d'EDF R&D joue le rôle de passerelle entre la science climatique, sans cesse en évolution, et les métiers du groupe EDF. Il permet de fournir aux différents métiers du Groupe des données climatiques prêtes à l'emploi pour quantifier les risques liés au changement climatique et élaborer leur plan d'adaptation. Pour ses études d'impact et de dimensionnement, EDF considère systématiquement le scénario GIEC le plus pénalisant, c'est-à-dire actuellement le RCP 8.5. Le groupe EDF a par ailleurs développé un centre opérationnel de surveillance des phénomènes météorologiques et de prévision de leur incidence sur les sources de prélèvement d'eau (nappes souterraines, fleuves, rivières, mer). Ce centre, situé à Grenoble, offre un service de surveillance 24 h/24 et 7 j/7 des phénomènes hydrométéorologiques à risque pour le parc de production d'EDF.

Au total, ce sont près de 80 personnes au sein du groupe EDF qui travaillent sur la météorologie et le climat au service du parc de production et de l'équilibre offre-demande.

3.1.2.3 Adaptation des centrales nucléaires

La résilience aux phénomènes naturels extrêmes a toujours été prise en compte dans les règles de sûreté imposées par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) aux installations nucléaires de base (INB) en France. L'objectif des actions d'adaptation lancées par EDF, depuis notamment la canicule de 2003, est d'accroître la marge de sécurité et de maintenir le niveau de production durant de telles périodes (en 2003, certaines centrales avaient dû réduire leur production afin d'éviter de contribuer au réchauffement de l'eau des rivières, entraînant une perte de production de 5,5 TWh, soit 1 % de la production d'EDF cette année-là).

Le plan « Grands Chauds », lancé dès 2008, a conduit EDF à procéder à l'amélioration de l'efficacité du refroidissement (source froide) de certaines de ses centrales et à renforcer l'électronique des bâtiments réacteurs afin de pouvoir supporter des températures supérieures à 50 °C.

Les centrales en cours de construction (Flamanville 3, Hinkley Point C) du groupe EDF ont toutes été dimensionnées en intégrant les scénarios climatiques les plus récents, conduisant notamment à revoir les hypothèses initiales de hausse du niveau des mers.

Concernant l'année 2020, le cumul de perte de production liée à des événements climatiques sur le parc nucléaire est de 3 TWh, notamment dû aux 80 jours d'arrêts des tranches de Chooz en cumulé (à titre comparatif : 1,4 TWh en 2019 et 2,7 TWh en 2018). Il s'agit de la plus forte perte de production liée à l'environnement depuis 2003. Les contraintes qui s'appliquent à la centrale de Chooz sont cependant très spécifiques à sa situation transfrontalière car elles sont historiquement inscrites dans un accord diplomatique entre la France et la Belgique imposant l'arrêt des prélèvements en deçà d'une certaine limite de débit de la Meuse.

Au total, depuis 2003, la perte de production des centrales nucléaires due aux fortes températures n'est que de 0,3 % en moyenne par an.

3.1.2.4 Adaptation des ouvrages hydrauliques

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes et aux risques liés à l'afflux massif d'eau dans les réservoirs, le groupe EDF a développé et installé sur neuf de ses ouvrages hydrauliques une technologie innovante dite « *Piano Key Weir* » (PKWeir). Cette technologie permet de déverser une quantité d'eau bien plus importante, sans pour autant augmenter les dimensions du barrage. Lors de la conférence des Nations Unies sur le changement climatique COP21 de Paris, EDF s'est vu remettre un prix récompensant cette innovation dans le domaine de l'adaptation au changement climatique.

En 2019, EDF a mené des travaux de recalibrage d'évacuateurs de crue sur les barrages de La Palisse sur la Loire (département de l'Ardèche) avec surélévation des culées et renforcement du tapis de réception aval, et de Sainte-Marguerite sur le Chassezac (départements de la Lozère et de l'Ardèche) avec un confortement de la stabilité de l'ouvrage en crue par tirants actifs verticaux.

Autre exemple d'adaptation du parc hydroélectrique au changement climatique, le groupe EDF a remonté en 2006 de plusieurs mètres la prise d'eau de l'ouvrage les Bois dans le massif du Mont-Blanc afin de prendre en compte et d'anticiper le recul de la Mer de Glace, le plus grand glacier français.

3.1.2.5 Adaptation des réseaux de distribution

Suite aux tempêtes de 1999, le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a créé la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) qui permet de repositionner, sur l'ensemble du territoire, des moyens et des hommes afin de rétablir au plus tôt l'alimentation électrique. La FIRE est un dispositif clé du groupe EDF vis-à-vis des risques climatiques extrêmes. La FIRE compte actuellement 2 500 techniciens formés aux situations de crise et 11 plates-formes logistiques de stockage réparties à travers le pays permettant le déploiement de 2 000 groupes électrogènes.

2020 a été marquée par une canicule estivale qui a entraîné une série d'incidents maîtrisés au niveau des métropoles, et surtout par la tempête Alex dans les premiers jours d'octobre, qui a provoqué des inondations et des dégâts très importants dans trois vallées des Alpes Maritimes. La FIRE est intervenue à six reprises en 2020.

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis travaille également à réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux. Cette action passe principalement par l'enfouissement des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés. En 2020, 2 504 km de réseaux HTA aériens et 5 108 km de réseaux aériens BTA ont été déposés. Dans les territoires insulaires, 95 % des nouveaux réseaux sont construits en sous-terrain.

(1) Voir la section 3.9.4 « Détail des risques climatiques du groupe EDF ».

3.1.3 Gouvernance climatique d'EDF

3.1.3.1 Organes de gouvernance

La gouvernance de la stratégie climatique du groupe EDF s'inscrit dans la gouvernance du développement durable (voir la section 3.5.2.3.3 « La Direction du Développement Durable »). Elle est pilotée, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau, par le plus haut niveau du Groupe.

Une gouvernance renforcée en 2020

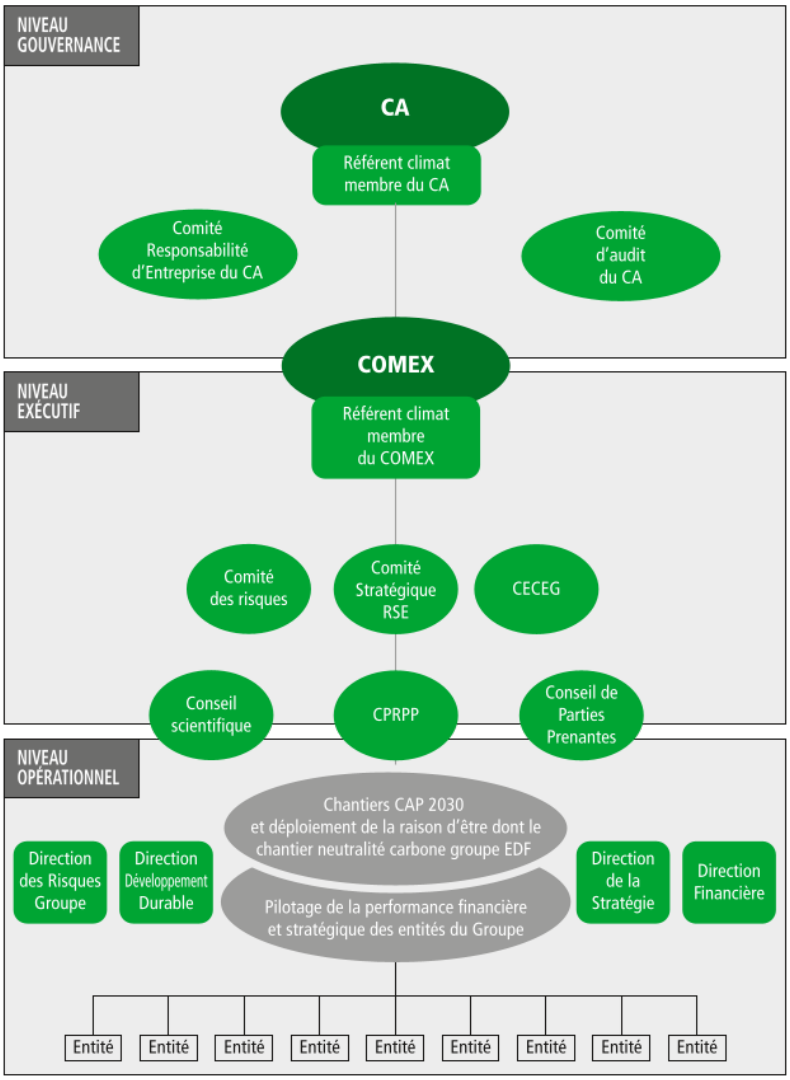
En décembre 2020, pour renforcer sa gouvernance climat, et en ligne avec les meilleurs standards de la TCFD, le groupe EDF s'est doté de Référents Climat au sein de son Comité exécutif et de son Conseil d'administration [1] :

- **le Directeur Exécutif du Groupe en charge de l'Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie**, Alexandre Perra, est Référent Climat au sein du Comité exécutif du Groupe. À ce titre, il présente l'ambition de neutralité carbone du Groupe au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration et au Conseil lui-même ;
- **la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise,** Claire Pedini, est Référente Climat au sein du Conseil. À ce titre, elle veille, en lien avec le Président du Conseil d'administration et le Référent Climat du Comité exécutif, à ce que le Conseil identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique.

Organes de gouvernance

- **Le Conseil d'administration** définit les orientations stratégiques, économiques, financières et technologiques du Groupe en prenant en considération les enjeux climatiques. Le Conseil d'administration examine régulièrement les risques et opportunités liés au changement climatique et inclut la stratégie climatique du Groupe dans les orientations stratégiques. En octobre 2019, un dossier spécifique sur les risques climatiques a été présenté au Comité d'audit du Conseil d'administration. En avril 2020, la nouvelle trajectoire carbone du Groupe vers l'atteinte de la neutralité carbone a été présentée au Comité de Responsabilité d'Entreprise du Conseil d'administration. En février 2020, le Conseil d'administration a décidé de proposer l'adoption dans les statuts de la raison d'être du groupe EDF [2] ;
- **Le Comité exécutif** met en œuvre la stratégie climatique du Groupe, partie intégrante de la DPEF arrêtée par le Conseil et présentée aux actionnaires. Au sein du Comité exécutif, le Directeur en charge de l'Innovation, la Responsabilité d'Entreprise et la Stratégie (DIRES) est référent Climat. Le Comité exécutif examine et valide une fois par an la trajectoire de décarbonation du Groupe. En janvier 2020, le Comité exécutif a validé la stratégie du Groupe vers l'atteinte de la neutralité carbone 2050 (présentée à l'Assemblée générale de mai 2020). En octobre 2020, il a validé les nouveaux objectifs de réduction d'émission du Groupe d'ici 2030, ouvrant la voie à la certification de la trajectoire carbone du Groupe par SBTi [3] ;
- **Le Comité des engagements du Comité exécutif (CECEG)** est composé des Directeurs Exécutifs du Groupe et constitue une instance spécialisée du COMEX. Il examine de manière approfondie l'alignement des projets stratégiques du Groupe avec la raison d'être et les engagements en matière climatique. Les projets d'investissement proposés aux instances de décision du Groupe, et susceptibles de générer des émissions de gaz à effet de serre directes ou indirectes significatives, incluent dans leur dossier une vérification non seulement de leur cohérence avec la trajectoire de décarbonation du Groupe, mais aussi avec la dynamique de transition énergétique des pays concernés. Pour la première fois en 2020, des trajectoires carbone à l'horizon 2030 ont été définies pour l'ensemble des entités du Groupe et des objectifs ont été fixés par entité et feront l'objet d'un suivi dans le cadre du processus du pilotage de la performance financière et stratégique du Groupe (voir la section 2.1.2.4 « Fiabilité de l'information financière – contrôle interne comptable et financier Organisation de la maîtrise des risques financiers ») ;
- **Le Comité Stratégique Responsabilité Sociale d'Entreprise (CSRSE),** composé de Directeurs Exécutifs du Groupe, examine de manière approfondie l'ensemble des sujets climatiques dont il assure le pilotage stratégique et la coordination. Ce Comité, créé en 2019, est à ce jour présidé par le Directeur Exécutif Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. En avril 2020, le Comité a examiné le chantier CAP 2030 sur la stratégie neutralité carbone ;
- **Le Comité de Pilotage des Relations avec les Pouvoirs Publics (CPRPP)** coordonne les actions de portage des positions du Groupe auprès des autorités françaises et européennes. Il est co-présidé par le directeur exécutif de la DIRES et le Secrétaire Général et se réunit chaque semaine. Le directeur en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales en assure le secrétariat ;
- **Le Conseil de Parties Prenantes**, composé de personnalités externes représentatives des différents enjeux du groupe EDF, permet d'identifier et de préciser les attentes de la société civile en termes de lutte contre le changement climatique (voir la section 3.5.1.2 « Des panels de parties prenantes ») ;
- **Le Conseil Scientifique** est régulièrement sollicité pour éclairer la stratégie climatique de l'entreprise en présentant l'avancée des connaissances scientifiques dans le domaine (notamment issues du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat, le « GIEC ») et en proposant des orientations stratégiques pour la R&D du groupe EDF (voir la section 3.5.1.2 « Des panels de parties prenantes ») ;
- **La Direction des Risques Groupe (DRG)** s'assure que toutes les entités examinent les risques climatiques (risques physiques et risques de transition) dans leur cartographie des risques mise à jour annuellement. La DRG coordonne la mise à jour des politiques du groupe EDF et garantit que chaque actualisation s'accompagne d'une analyse spécifique pour vérifier la cohérence avec la stratégie climatique du Groupe, en collaboration avec la DDD ;
- **La Direction du Développement Durable (DDD)** assure le suivi opérationnel des actions et des indicateurs liés à la stratégie climatique du groupe EDF dans le cadre de la mise en œuvre de la politique de développement durable du Groupe. Elle travaille en relation avec les directions Corporate et les filiales concernées, en s'appuyant notamment sur le Système de *Management* Environnemental (SME) du Groupe, le Directoire Environnement, le *Sustainable Development Committee* (SDC) et le Conseil de Partie Prenantes.

(1) Voir aussi le communiqué de presse du groupe EDF du 10 décembre 2020.
(2) Voir le chapitre 4.
(3) Voir le chapitre 4.



Le Conseil d'administration
définit les orientations stratégiques, financières et économiques en prenant en compte les enjeux climatiques du groupe EDF.

2020 : vote par les actionnaires, sur proposition du Conseil d'administration, de la raison d'être qui engage EDF dans un avenir neutre en CO_2.

2020 : désignation d'un référent climat au sein du CA.

Le COMEX
met en œuvre la stratégie climat du groupe EDF.
2020 : désignation d'un référent climat au sein du COMEX.

Le Comité Stratégique Responsabilité Sociale d'Entreprise
assure le pilotage stratégique des sujets climatiques.

Le Comité des engagements du Comex (CECEG)
examine de manière approfondie l'alignement des projets d'investissement du Groupe avec la raison d'être et les engagements en matière climatique.

Le Comité des risques
identifie les risques prioritaires du Groupe, dont le risque climatique, et partage sa stratégie de traitement.

Le Comité de Pilotage des relations avec les Pouvoirs Publics (CPRPP)
coordonne les actions de portage des positions du Groupe auprès des autorités françaises et européennes.

Le Conseil scientifique
éclaire la stratégie en présentant l'avancée des connaissances scientifiques.

Le Conseil de Parties Prenantes
fait remonter les attentes de la société civile.

Chantiers CAP 2030 et déploiement de la raison d'être
2020-2021 : intégration des engagements RSE, dont le climat, dans l'ensemble des politiques Groupe.

Pilotage de la performance financière et stratégique des entités
2020 : prise en compte et suivi de la trajectoire carbone et des objectifs fixés pour les entités du Groupe.

3.1.3.2 Mise en œuvre des recommandations de la *Task force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD)

3.1.3.2.1 Le groupe EDF et la TCFD

La TCFD (*Task force on Climate-related Financial Disclosures*) est un groupe de travail du Conseil de stabilité financière (FSB) du G20 qui a été mis en place lors de la COP21 en 2015 afin d'œuvrer à améliorer la transparence financière des entreprises en matière climatique. Le groupe EDF a été l'une des premières organisations au monde à s'engager à soutenir cette démarche et est listée officiellement sur le site de la TCFD comme « *TCFD supporter* » [(1)].

Les recommandations de la TCFD [(2)] précisent les éléments de *reporting* climat attendus dans les documents de référence des entreprises pour quatre piliers : la gouvernance, la stratégie, la gestion des risques et les indicateurs. Depuis 2018, la déclaration de performance extra-financière du groupe EDF comprend une table de correspondances permettant d'identifier de façon exhaustive les réponses apportées par le Groupe aux recommandations de la TCFD (voir la section 3.9.3 « Détail de la conformité aux exigences de la TCFD »).

Le groupe EDF répond par ailleurs chaque année aux questionnaires des agences de notation extra-financière spécialisées dans l'analyse des stratégies des entreprises en matière de lutte contre le changement climatique. L'un des plus connus est le questionnaire du CDP (originellement « *Climate Disclosure Project* »), dont la structure reprend les recommandations de la TCFD. La réponse du groupe EDF au CDP est publique. On trouvera, en section 3.8 « Notation extra financière », l'ensemble des résultats obtenus par le groupe EDF pour le *reporting* sur l'année 2020.

3.1.3.2.2 L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique

Le groupe EDF retient, pour l'analyse des risques climatiques, la classification proposée par la TCFD qui distingue les risques physiques (événements climatiques extrêmes et chroniques) et les risques de transition (risques juridiques, risques politiques et réglementaires, risques clients-marchés, risques technologiques, risques financiers).

Le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF en 2018. Il a fait l'objet d'un rapport du Conseil Scientifique du Groupe en mars 2019 ainsi que d'une analyse détaillée présentée au Comité exécutif du groupe EDF ainsi qu'au Comité d'audit du Conseil d'administration en octobre 2019. On trouve en section 3.9.4 « Détails des risques climatiques du Groupe » une description détaillée des risques et opportunités identifiés dans le cadre de cette analyse, ainsi que leurs impacts potentiels pour l'activité du Groupe. Ces risques figurent également en section 2.2.3 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » facteur de risque 3B « adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition ».

(1) fsb-tcfd.org/tcfd-supporters.

(2) Recommendations of the Task Force on Climate related Financial Disclosures, TCFD, juin 2017.

3.1.3.2.3 L'approche par scénarios pour vérifier la résilience de l'entreprise

La scénarisation des risques physiques

Pour l'évaluation des risques physiques liés au changement climatique (chroniques et aigus), le groupe EDF utilise les trajectoires de long terme dites RCP (*Representative Concentration Pathways*) développées par le GIEC [1]. Ces trajectoires décrivent différents futurs climatiques, qui sont tous considérés comme possibles en fonction des quantités de gaz à effet de serre émis dans les années à venir. Elles sont identifiées par la valeur du forçage radiatif résultant à l'horizon 2100 : plus cette valeur est élevée, plus le système terre-atmosphère gagne en énergie et se réchauffe. Ainsi le RCP2.6 correspond à un forçage radiatif de 2,6 W/m^2 et est le seul scénario du GIEC à permettre de respecter l'Accord de Paris, quand le scénario RCP 8.5, le plus pessimiste, conduit à un réchauffement estimé entre 2,6 °C et 4,8 °C.

Le groupe EDF intègre systématiquement le scénario climatique le plus impactant (*i.e.* RCP 8.5) dans les évaluations de risques de ses installations. Ces évaluations ont notamment été réalisées pour l'ensemble des centrales nucléaires du Groupe et sont obligatoires pour toute nouvelle centrale nucléaire ou hydraulique. Les résultats de ces évaluations ont conduit à plusieurs modifications, dont la conception des prises d'eau de la centrale nucléaire britannique de Hinkley Point C, afin de prendre en compte l'élévation du niveau de la mer.

La scénarisation des risques de transition

Le secteur de la production d'électricité et de la chaleur est, au niveau mondial, le premier secteur émetteur de gaz à effet de serre, représentant à lui seul 25 % des émissions mondiales [2]. En France, grâce à la performance carbone du groupe EDF, le secteur de la production d'électricité et de chaleur ne représente que 6 % des émissions anthropiques nationales de gaz à effet de serre [3]. Comme l'a montré le GIEC [4], les trajectoires sans dépassement, ou avec un dépassement minime de l'objectif de 1,5 °C, ne pourront être atteintes qu'avec un accroissement de l'électrification des usages associé à une accélération de la décarbonation de l'électricité. Ainsi, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie devrait passer au niveau européen de 22 % aujourd'hui à plus de 50 % d'ici 2050, dans la plupart des scénarios [5] visant à atteindre la neutralité carbone.

Pour évaluer les risques de transition (juridique, technologique, marché, réputation), le groupe EDF utilise des scénarios à horizon moyen terme (2030 – 2050), sur des périmètres nationaux (comme la Stratégie Nationale bas Carbone française, adoptée en 2020) ou régionaux (comme la stratégie long terme de l'Union européenne et l'étude sectorielle « *Decarbonisation Pathways* » pilotée par Eurelectric et à laquelle le groupe EDF a contribué en 2018).

Le groupe EDF présente un profil d'exposition aux risques de transition, et notamment aux risques politiques, atypique comparé à la plupart des autres énergéticiens dans le monde. En effet, avec un mix de production décarboné à plus de 90 %, le renforcement des politiques visant à atteindre la neutralité carbone, comme la hausse des prix du marché de gaz à effet de serre européen, constituent pour le Groupe de formidables opportunités de valorisation de ses atouts.

3.1.3.2.4 L'utilisation d'un prix du carbone pour orienter les investissements

Les projets d'investissement du groupe EDF sont passés au crible de sa stratégie CAP 2030 et de son engagement d'atteindre la neutralité carbone sur l'ensemble de ses émissions directes et indirectes d'ici 2050. Pour l'ensemble des pays couverts par l'EU-ETS (système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre), qui concentrent la majeure partie des investissements du groupe EDF, la sensibilité de la rentabilité des projets en matière de production est également évaluée sur la base de scénarios moyen-long terme incluant différentes trajectoires de prix anticipés des quotas d'émissions jusqu'en 2050.

Ces scénarios et les trajectoires de prix du carbone associées sont construits en considérant différents paramètres, en particulier la croissance du PIB, les prix des matières premières, les coûts des technologies, les régulations climatiques et énergétiques. Dans sa réponse au questionnaire du CDP 2020, EDF indique, à titre d'exemple, que la fourchette de prix du carbone actuellement retenue dans ses scénarios est de 24 à 100 €$_{2019}$/t CO_2 à l'horizon 2040.

En permettant d'identifier les risques et opportunités associés aux projets et de tester leur résilience vis-à-vis du changement climatique, cette analyse, fondée sur des scénarios intégrant différentes trajectoires de prix du carbone, contribue à l'orientation des investissements du Groupe.

3.1.3.3 EDF acteur de la finance durable

3.1.3.3.1 Alignement avec la taxonomie européenne

La Taxonomie Européenne (*EU Taxonomy*) est la première et certainement la plus importante mesure du plan d'action intitulé « Financer la Croissance Durable », lancée par la Commission européenne en mars 2018. Elle doit permettre à terme d'encadrer le marché des produits financiers dits « verts » ou « durables ».

Elle traduit un enjeu clé en vue de canaliser les investissements vers des technologies et des projets indispensables à l'atteinte des objectifs climatiques européens et de la neutralité carbone. Dans ce cadre, le Groupement International d'Expert sur le Climat (le GIEC) ainsi que l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) confirment que le nucléaire fait partie des solutions pour limiter le réchauffement climatique et atteindre les objectifs des accords de Paris.

Éclairé par ces observations et s'appuyant sur les études scientifiques, EDF considère que le nucléaire a sa place dans la taxonomie européenne, car il permet de réduire les émissions de CO_2, en Europe et dans le monde, et apporte une contribution substantielle à l'atténuation du changement climatique (1er objectif de la taxonomie).

En 2020, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec les objectifs bas carbone du Groupe [6], avec 51 % d'investissements dans le secteur nucléaire, et 43 % alignés avec la taxonomie durable européenne [7], incluant notamment la production d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire…), les réseaux et les services énergétiques. Ces chiffres sont susceptibles d'être revus en fonction de la réglementation « Taxonomie », notamment avec la publication des actes délégués en 2021.

3.1.3.3.2 Recours aux *Green Bonds* (obligations vertes)

EDF est un émetteur de référence sur le marché des *Green Bonds*. Il a ainsi émis, depuis novembre 2013, l'équivalent d'environ 6,9 milliards d'euros de *Green Bonds* (incluant l'émission d'obligations vertes convertibles de 2,4 milliards d'euros en 2020 [8]) pour accompagner son développement dans les énergies renouvelables. Après deux premières émissions destinées à financer la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables, puis un élargissement en 2016 au financement des investissements de rénovation et de modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine, le groupe EDF a mis à jour son *Green Bond Framework* en janvier 2020 afin d'intégrer les meilleures pratiques de marché et d'élargir le champ des investissements éligibles à des projets d'efficacité énergétique et de biodiversité, en France comme à l'international.

Jusque-là, les émissions de *Green Bonds* du groupe EDF ont contribué à financer une trentaine de projets éoliens et solaires et plus de 800 opérations de rénovation, modernisation et développement d'ouvrages hydrauliques existants en France, permettant d'éviter plus de 6 millions de tonnes de CO_2. Les *Green Bonds* sont pleinement intégrés à la politique de financement du Groupe. EDF est un membre actif de la gouvernance des *Green Bond Principles* [9] et co-fondateur du *Corporate Forum on Sustainable Finance* [10] (voir la section 6.7 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF »).

(1) *Assessment Report* N° 5, IPCC, 2014.
(2) *Assessment Report* N° 5, IPCC, 2014 (données 2010).
(3) Inventaire SECTEN, CITEPA, juillet 2020, (données 2019).
(4) *IPCC special report Global Warming* 1,5°C, octobre 2018.
(5) *EU Long Term Strategy scenarios*, novembre 2018.
(6) Chiffres conformes aux comptes consolidés au 31 décembre 2020.
(7) Selon la méthode définie à date sur la base du rapport TEG mars 2020.
(8) Voir le communiqué de presse du groupe EDF du 8 septembre 2020.
(9) www.icmagroup.org/assets/documents/Regulatory/Green-Bonds/Green-Bonds-Principles-June-2018-270520.pdf
(10) https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/les-principaux-emetteurs-europeens-d-obligations-vertes-lancent-le-corporate-forum-on-sustainable-finance

3.1.3.3.3 Plus de 5,5 milliards d'euros de lignes de crédit indexées sur les engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe

Le Groupe a engagé depuis 2017 cinq lignes de crédit dont le coût sera indexé sur trois indicateurs de la performance du Groupe vis-à-vis de ses engagements climatiques : les émissions directes de CO_2 du groupe EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation. En 2020 le groupe EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit renouvelable de 200 millions d'euros, portant l'ensemble des lignes de crédit renouvelables indexées sur les critères ESG (Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance) à plus de 5,5 milliards d'euros, soit environ 52 % du total des lignes de crédit du Groupe, démontrant que les outils de finance durable sont au cœur de sa stratégie de financement (voir la section 5.1.6.1.1.2 « Gestion du risque de liquidité »).

3.1.3.4 Engagement en faveur de politiques climatiques ambitieuses

Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation réelle de l'économie. On trouvera ci-après quelques-unes des prises de position publiques récentes du Groupe ainsi que des actions de sensibilisation du grand public sur le changement climatique.

3.1.3.4.1 Au niveau national

Lors du débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui s'est tenu en 2018, EDF dans son cahier d'acteur [(1)] a clairement placé la lutte contre le changement climatique comme une priorité de sa stratégie [(2)]. EDF s'est joint en août 2019 à l'initiative du MEDEF « Les entreprises françaises s'engagent pour le climat » [(3)] pour réaffirmer la nécessité de changer collectivement de cap en accélérant l'innovation et la R&D à travers les investissements dans des solutions bas carbone.

3.1.3.4.2 Au niveau européen

Le groupe EDF est particulièrement actif sur la scène européenne, où il intervient soit en son nom propre (avec un bureau permanent situé à Bruxelles), soit à travers l'association EURELECTRIC représentant les électriciens européens. L'engagement du groupe EDF en faveur d'un système de marché de gaz à effet de serre européen robuste et d'une stratégie énergie climat long terme de la Commission ambitieuse est reconnu par l'ensemble des parties prenantes, y compris par les Organisations Non Gouvernementales (ONG) comme InfluenceMap [(4)] qui classe régulièrement le groupe EDF comme l'une des entreprises promouvant le plus activement les enjeux climatiques dans les négociations européennes.

Le groupe EDF soutient pleinement le « *Green Deal* » européen présenté par la Commission européenne en décembre 2019 et la proposition de « *Climate Law* » dévoilé en avril 2020 qui vise à inscrire l'objectif de neutralité climatique à horizon 2050 dans le droit européen.

En septembre 2020 le groupe EDF a signé, avec plus de 150 entreprises et investisseurs mondiaux, une lettre ouverte [(5)] appelant la Présidente de la Commission européenne et les membres du Conseil européen à rehausser l'objectif de réduction de gaz à effet de serre de l'Union européenne (fixé en 2014 à - 40 % par rapport au niveau de 1990) à un objectif de réduction d'au moins 55 %. Cette initiative a été coordonnée par le *think tank* européen *Corporate Leaders Groups* (CLG Europe) dont le groupe EDF est membre.

En novembre 2020, dans le cadre d'une conférence [(6)] organisée par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) intitulée « *The Role of Low-Carbon Electricity to reach Paris Goals* », Jean-Bernard Levy, Président-Directeur Général d'EDF, s'est prononcé pour un prix du carbone d'au moins 50 €/t et même 100 €/t afin de permettre au marché européen de gaz à effet de serre de jouer son rôle de signal prix et de déclencher des décisions économiques de décarbonation profonde de la part des producteurs d'électricité et des industriels européens.

3.1.3.4.3 Au niveau international

Le groupe EDF est partenaire de l'initiative *Carbon Pricing Leadership Group* qui rassemble entreprises, gouvernements, universitaires et ONG pour promouvoir le prix du carbone comme outil de décarbonation de l'économie mondiale. Lors du *Climate Action Summit* organisé par le Secrétaire Général des Nations Unies en septembre 2019, le groupe EDF a signé l'appel du CPLC [(7)] qui préconise un prix de la tonne de carbone de 40 dollars à 80 dollars d'ici 2020 et de 50 dollars à 100 dollars d'ici 2030, en ligne avec le rapport Stern-Stiglitz de 2017, afin de permettre aux pays de respecter l'Accord de Paris.

En février 2020, le groupe EDF a rejoint l'initiative « *Business Ambition for 1.5 degrees : our only future* » lancée par le Pacte Mondial des Nations Unies « *We Mean Business and Science Based Target Initiative* » (voir la section 3.1.1.1.1 « L'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050 »).

3.1.3.4.4 Agir de manière cohérente auprès des parties prenantes externes

Le groupe EDF a mis en place une gouvernance spécifique afin d'assurer la cohérence des positions défendues par le Groupe. Toutes les positions clés du Groupe sur les sujets climatiques font l'objet d'une validation par le Comité de Pilotage des Relations avec les Pouvoirs Publics. Ce comité, co-présidé par le Secrétaire Général et le Directeur Exécutif Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie, se réunit chaque semaine et rassemble notamment la Direction des Affaires Publiques, la Direction des Affaires Européennes, la Direction de la Régulation, la Direction Juridique. Le directeur en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales en assure le secrétariat.

Les réponses aux consultations publiques et les positions du groupe EDF sur la stratégie climatique sont élaborées en collaboration avec le réseau de veille anticipative sur le changement climatique, qui réunit l'ensemble des métiers et des entités du groupe EDF (y compris les filiales). Ce réseau fait partie du dispositif de veille anticipative dans le domaine du développement durable du Groupe. Les réponses du groupe EDF à des consultations publiques (notamment celles organisées par la Commission européenne) sont faites en mode public. Les points clés des positions du Groupe sont diffusés *via* les réseaux sociaux corporate (Linkedin et Twitter).

Le groupe EDF veille à ne pas soutenir des initiatives dont les messages ne seraient pas alignés avec sa propre ambition en termes de lutte contre le changement climatique. EDF n'est plus membre de Business Europe depuis le 1er novembre 2020.

3.1.3.4.5 Sensibiliser et informer

EDF a lancé en 2019 le premier Observatoire international climat et opinions publiques (voir la section 3.5.1 « Écoute et compréhension des enjeux ») [(8)]. Les résultats de 2020 montrent que, malgré la crise du coronavirus, l'enjeu climatique reste au cœur des préoccupations des populations au niveau mondial.

3.1.3.5 Implication des salariés et des dirigeants en matière de neutralité carbone

Le groupe EDF met en œuvre des actions pour permettre à l'ensemble de ses salariés et de ses dirigeants de s'approprier la raison d'être du Groupe et ses engagements climatiques. Ces actions passent par la formation des salariés [(9)], la rémunération et l'intelligence collective.

(1) ppe.debatpublic.fr/cahier-dacteur-ndeg43-edf

(2) La programation pluriannuelle de l'énergie a été publiée par décret le 21 avril 2020.

(3) medef.com/fr/communique-de-presse/article/french-business-climate-pledge-les-entreprises-francaises-engagees-pour-le-climat

(4) influencemap.org

(5) corporateleadersgroup.com/reports-evidence-and-insights/ceos-urge-eu-to-raise-emissions-targets

(6) Iea.org/events/iea-speaker-series-with-jean-bernard-levy-chairman-and-chief-executive-officer-edf

(7) CPLC : www.carbonpricingleadership.org/news/2019/9/19/business-leaders-call-for-long-term-stable-carbon-pricing-policies

(8) edf.fr/observatoire

(9) Voir la section 3.3.3.6.6 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».

3.1.3.5.1 Rémunération liée à la lutte contre le changement climatique

En matière de rémunération des salariés, l'accord d'intéressement pour 2020 signé entre la direction d'EDF et les partenaires sociaux intègre, en plus de critères métiers et santé-sécurité, un critère sur le climat. La valeur de référence de l'intéressement de l'accord 2020 est maintenue au niveau de celle de l'accord précédent, soit 2 150 euros pour le salaire moyen avec des critères atteints à 100 %. Le critère sur le climat se compose d'un objectif de 60 % des salariés d'EDF SA ayant atteint *a minima* le niveau « éco-sensible » du « passeport neutralité carbone » qu'ils étaient incités à obtenir à fin 2020 (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective »). Une nouvelle négociation sera ouverte en 2021 pour élaborer l'accord d'intéressement triennal sur la période 2021-2023.

Concernant la rémunération des dirigeants, un nouveau critère climat a été introduit en 2020 dans le calcul du bonus des dirigeants d'EDF SA. Le critère climat retenu est celui de l'intensité carbone [1] de la production d'électricité et de chaleur du Groupe. Il s'agit des émissions directes de CO_2 des centrales de production rapportées au nombre de kWh d'électricité ou de chaleur produits. L'intensité carbone était de 82 gCO_2/kWh en 2017 et la cible est fixée à 35 g CO_2/kWh en 2030. En 2020, l'intensité carbone est de 51 gCO_2/kWh, soit 66 % de l'objectif réalisé, en ligne avec la trajectoire. Ce nouveau critère peut représenter jusqu'à 10 % du bonus des dirigeants d'EDF SA. Ce critère vient donc en complément du critère RSE relatif à la santé et sécurité au travail, basé sur le LTIR global (salariés et prestataires). Il peut représenter jusqu'à 5 % du bonus des dirigeants du Groupe [2]

3.1.3.5.2 Innovation et intelligence collective

EDF déploie des initiatives propres à développer l'intelligence collective. Plusieurs d'entre elles sont directement centrées sur la lutte contre le réchauffement climatique.

Le programme « Combattre le CO_2, ça commence par nous ! » et le « Passeport neutralité carbone »

Le programme « Combattre le CO_2, ça commence par nous ! » qui propose à tous les salariés du Groupe en France de mieux maîtriser leur consommation d'énergie et de diminuer leur empreinte carbone à titre privé, s'est enrichi d'un « passeport neutralité carbone » permettant de tester ses connaissances sur le changement climatique et les émissions anthropiques, de réaliser son bilan carbone et de passer à l'action *via* des défis dans les domaines de la consommation, de l'habitat, l'alimentation, le numérique. L'obtention de ce passeport est l'un des critères de l'accord d'intéressement signé pour 2020 (voir la section 3.1.3.5.1 « Rémunération liée à la lutte contre le changement climatique »).

« La Fresque du climat »

Au-delà des actions de formation et de sensibilisation aux enjeux environnementaux réalisées dans les métiers, le groupe EDF s'est engagé à sensibiliser ses 165 000 salariés d'ici fin 2022 aux enjeux climatiques par l'intermédiaire de la « Fresque du Climat », un outil fondé sur l'intelligence collective qui facilite la compréhension des grands enseignements du rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) [3] et notamment les liens de cause à conséquence du changement climatique. Le déploiement de cette opération est contrôlé par le référent Climat du Comité exécutif du Groupe. À ce jour, ce sont plus de 330 sessions qui se sont tenues, regroupant près de 3 200 salariés issus de 20 directions dans le monde. En vue du déploiement massif de la « Fresque du climat », 170 salariés sont déjà devenus eux-mêmes animateurs.

Des « Plans de mobilité durable employeur » élaborés par les salariés

Au travers de l'accord du groupe EDF en France sur la mobilité durable signé à l'unanimité en novembre 2019, l'engagement a été pris de réaliser un « Plan de mobilité durable employeur » pour les sites de plus de 100 salariés, soit 136 sites à date. Dans ce cadre, il a été recommandé aux entités concernées d'impliquer les salariés dans l'élaboration et la mise en œuvre de ces plans de mobilité employeur au travers d'une enquête préalable, d'ateliers collaboratifs pour travailler sur les actions et organisations pertinentes et d'ateliers en équipe pour s'approprier le plan de mobilité défini pour le site. Par ailleurs, des offres sont proposées aux salariés pour développer leur mobilité durable : forfait mobilité durable pour les co-voitureurs, remises négociées pour l'achat de véhicules électriques et de bornes de recharge, de vélos ou d'équipements pour les cyclistes, *e-learning* pour sensibiliser à la conduite à vélo en toute sécurité.

3.1.4 Développement des usages de l'électricité et services énergetiques

Le développement des usages de l'électricité est un levier majeur de décarbonation de l'économie, dès lors que l'électricité est largement décarbonée. EDF contribue à cet objectif au moyen d'offres adaptées aux différents marchés (résidentiel, entreprises, collectivités) et développe également différentes solutions transverses innovantes. La révolution numérique ouvre des perspectives nouvelles dans ce domaine, offrant aux clients la possibilité d'être plus acteurs de leur consommation d'énergie, voire de leur production, de maîtriser leur facture énergétique et de limiter leurs émissions de CO_2. Le recours croissant à l'électricité suscite le développement de nouvelles offres, toujours plus performantes, et le compteur communicant contribue à cette nouvelle posture, en permettant l'analyse plus fine des consommations. Ce mouvement est appelé à s'amplifier au gré des évolutions technologiques et réglementaires, à l'image de la future Réglementation Environnementale « RE2020 » qui régira les performances environnementales des bâtiments neufs à partir de l'été 2021, et qui vise à diminuer l'impact carbone des bâtiments et à poursuivre l'amélioration de leur performance énergétique.

3.1.4.1 Services énergétiques destinés aux particuliers

Le groupe EDF fournit de l'énergie à plus de 30 millions de clients résidentiels, principalement en France, au Royaume-Uni, en Belgique et en Italie. Il développe des offres numériques innovantes à destination de ces clients, les aide à maîtriser leur consommation et les accompagne dans leurs projets d'économies d'énergie.

3.1.4.1.1 Suivre et comprendre sa consommation

En France [4], EDF met à disposition des outils de suivi de la consommation au quotidien, sur Internet ou sur smartphones « Mes Écos et Moi ». Ces solutions permettent aux clients équipés d'un compteur communicant Linky [5] et ayant donné leur consentement, de suivre leur consommation en kWh et en euros, d'identifier les principaux postes de dépenses d'électricité et/ou de gaz, de comparer leur consommation à celle de foyers similaires et de découvrir des conseils personnalisés pour faire des économies d'énergie. Il est possible, par exemple, de se fixer un objectif annuel de consommation associé à des alertes par email ou sms en cas de dérive. Les clients qui consultent cet outil de suivi de consommation plus de 2 à 3 fois par mois peuvent réaliser jusqu'à 12 % d'économies sur leurs factures.

Ces mêmes clients ont par ailleurs accès à un fil d'actualité dédié sur l'application « EDF&Moi » (le Fil d'Actu), dans laquelle ils bénéficient d'informations journalières pour comprendre leur consommation, et faire des économies d'énergie (impact météo, foyers similaires, part chauffage, éco-gestes adaptés, etc.).

Dans le même esprit, Edison en Italie a poursuivi le développement de sa plateforme « Edison World » pour la rendre plus simple d'accès. Le service *Energy Control*, hébergé sur le site en ligne d'Edison, aide les clients à mieux comprendre leur consommation et les conseille sur la baisse des coûts associés sur la base de données réelles en vue d'une utilisation sobre et adaptée.

Sowee, filiale d'EDF en France, commercialise une station connectée compatible avec les chaudières gaz et chauffages électriques individuels, permettant de mieux maîtriser son budget énergie et son confort. Les clients utilisateurs de la station peuvent réaliser jusqu'à 25 % d'économies d'énergie sans changer d'équipements [6].

(1) Voir la section 3.1.1.1.2 « Des objectifs 2030 reconnus par l'initiative SBTi ».

(2) Comprend EDF SA, Edison, EDF au Royaume-Uni et Luminus.

(3) Cet outil développé en 2015 par Cédric Ringenbach a déjà permis de sensibiliser plus de 100 000 personnes dans le monde.

(4) La solution e.quilibre a été déployée en 2018 dans les territoires insulaires.

(5) Porté par Enedis.

(6) Étude interne R&D EDF : économies estimées sur la base des modèles thermiques dynamiques en prenant comme référence un logement chauffé à 20 °C en permanence, non équipé de programmation de chauffage ni de détection de fenêtres ouvertes et ne disposant pas d'un suivi des consommations d'énergie en temps réel. Selon lalocalisation de la maison et les habitudes de vie, la station connectée permet des économies d'énergie jusqu'à 25 % pour un chauffage individuel électrique et jusqu'à 20 %pour un chauffage individuel gaz.

3.1.4.1.2 Réaliser des économies d'énergie

En France, EDF propose des diagnostics de performance énergétique, des conseils sur les systèmes de chauffage et l'installation d'équipements performants.

Diagnostics et conseils en ligne

En complément des outils digitaux de suivi de la consommation, EDF propose :

- d'accompagner les clients qui souhaitent s'équiper d'appareils électro-ménager éco-performants par des campagnes commerciales attractives grâce à un partenariat avec Samsung ;
- des simulateurs permettant d'estimer l'étiquette-énergie des logements, d'évaluer le coût d'éventuels travaux de rénovation et les aides au financement possibles ;
- pour les clients qui souhaitent réaliser des travaux d'économies d'énergie (rénovation, isolation, changement de mode de chauffage, etc.), de les mettre en relation avec des professionnels de confiance et de bénéficier d'une prime financière contribuant au financement des travaux envisagés, s'ils sont éligibles (accessible sur le site prime-energie-edf.fr). Des conditions de financement préférentielles pour les travaux sont par ailleurs proposées par Domofinance, partenaire financier d'EDF.

Promotion des usages bas-carbone

L'offre « Mon chauffage Durable » permet de remplacer une chaudière à combustible fossile par une pompe à chaleur ou de remplacer des convecteurs par des radiateurs électriques éco-performants. Cette offre s'inscrit dans le cadre du dispositif « Coup de Pouce chauffage » lancé par le gouvernement en janvier 2019. Pour une pompe à chaleur, EDF va plus loin que le dispositif réglementaire et propose des primes complémentaires. S'il le souhaite, le foyer peut également bénéficier d'un financement à un taux bonifié par EDF permettant de couvrir l'intégralité du coût du projet [1]. EDF innove encore avec de nouvelles offres de fourniture destinées aux clients Particuliers qui souhaitent participer à la transition énergétique (Gamme « Vert Électrique », Offre « Avantage Gaz Durable »). La filiale EDF ENR [2] commercialise l'offre d'autoconsommation « Mon Soleil & Moi » qui permet d'accroître le taux d'autoconsommation de la maison et d'améliorer le taux de couverture de sa facture énergétique (voir également la section 1.4.2.2.1.1 « Les clients particuliers »).

IZI by EDF s'est affirmé en 2020 comme acteur de la rénovation énergétique et de la mobilité électrique, suite notamment à l'acquisition et l'intégration de la société mychauffage.com, plateforme de référence pour la vente de solutions de chauffage en ligne. Ainsi, de nouvelles offres clé en main (pompes à chaleur, isolation, fenêtres, ventilation, mobilité électrique) intégrant matériel, installation et déduction des subventions, ont été développées en 2020 par IZI by EDF en lien avec d'autres filiales d'EDF (voir la section 1.4.6.1.4 « Les autres activités de service du groupe EDF »).

3.1.4.2 Services énergétiques destinés aux entreprises et collectivités

3.1.4.2.1 Entreprises

Le groupe EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale. Les services proposés par EDF et ses filiales pour optimiser l'énergie incluent notamment le diagnostic (audits énergétiques), le suivi et le pilotage des consommations (aussi *via* des plateformes digitales), les investissements d'économie d'énergie et le calcul de leur rentabilité. EDF s'engage avec des contrats de performance spécifiques et des plans de productivité énergétique. EDF peut assurer l'optimisation de tous les flux – électricité, gaz, eau, vapeur – d'une entreprise et prendre en charge la gestion énergétique complète de sites industriels. EDF fournit aux entreprises qui le souhaitent un approvisionnement d'électricité « verte », certifiée d'origine renouvelable. EDF peut aussi aider l'entreprise à choisir la solution la plus adaptée à sa propre production d'énergie (pompe à chaleur, panneau photovoltaïque, eau chaude solaire, petit éolien) et à la mettre en place.

En France, EDF Entreprises propose un contrat de fourniture personnalisé, spécialement adapté aux besoins complémentaires d'électricité des clients autoconsommateurs individuels. Grâce à cette offre, le client bénéficie d'une évaluation prévisionnelle plus précise de sa consommation et de son budget électricité. Il peut opter pour des plages d'heures pleines et d'heures creuses synchronisées avec sa production solaire, ce qui lui permet de maximiser et de mieux piloter ses économies. Il a par ailleurs la possibilité de certifier l'origine renouvelable de l'électricité fournie par EDF.

Dalkia a déployé en 2020 son offre « *Dalkia Analytics powered by METRON* » à destination des industriels. Cette solution allie l'expertise en efficacité énergétique de Dalkia et la technologie de pointe d'intelligence énergétique de METRON, qui combine *big data* et intelligence artificielle. Les industriels peuvent ainsi optimiser, en continu, la performance énergétique de leurs installations et réaliser jusqu'à 15 % d'économies sur leur facture énergétique. Dalkia a aussi signé un partenariat innovant avec la SNCF Gares & Connexion et la *start-up* lilloise Stereographe pour créer le jumeau numérique de ses 3 000 gares en vue d'optimiser la consommation énergétique des bâtiments (BIM : *Building Information Modeling*).

La DOAAT [3] a développé « Trackelec », une solution innovante de traçabilité et de certification basée sur la *blockchain*. Afin de concrétiser l'achat d'électricité verte et son engagement pour la transition énergétique, le client peut visualiser sur un espace web personnalisé la concomitance, heure par heure, de la consommation de son entreprise et de la production renouvelable d'un parc identifié. Outre la gestion mensuelle des garanties d'origine, l'outil génère des certificats horaires de cette concomitance. Le tout est enregistré et certifié à l'aide d'une *blockchain*. « Trackelec » est actuellement déployé sous forme d'expérimentation.

3.1.4.2.2 Collectivités

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, acteurs incontournables de la lutte contre le changement climatique, à travers une approche spécifique qui allie à la connaissance locale une articulation originale entre les solutions innovantes de la R&D et le savoir-faire des métiers et des filiales du Groupe.

Dans le cadre de la préparation des jeux olympiques de Paris en 2024, Dalkia développe une solution performante de production de chaleur pour le centre aquatique olympique. En complément, la filiale EDF ENR réalisera une ferme solaire sur la toiture de la piscine afin de produire une grande partie de l'électricité du site. Il est prévu que 90 % des énergies utilisées sur le bâtiment seront renouvelables ou de récupération. Sur le village olympique et paralympique, EDF déploiera un système énergétique performant, incluant notamment un stockage électrique statique à partir d'une technologie EDF et un système photovoltaïque (PV) pour augmenter la part d'autoconsommation. On peut citer également l'accompagnement par EDF du « Campus de l'Espace » à Vernon, avec des modules photovoltaïques à très haute performance, des apports d'optimisation énergétique, de la récupération de chaleur sur IT et des bornes de recharge pour véhicules électriques.

La mise en œuvre du chantier de modernisation des équipements d'éclairage public des grands axes routiers de la région wallonne en Belgique, gagné en 2019 par le consortium Luwa composé entre autres de Citelum et Luminus, a bien progressé : 50 000 poteaux ont été audités, 20 000 points lumineux ont été modernisés, l'intensité lumineuse est ajustée en fonction de la fréquentation et des périodes de reproduction dans les zones « Natura 2000 ».

Edison, avec le support de la R&D, a développé une maquette numérique des 11 km^2 du centre historique de Turin, afin de proposer aux autorités des simulations de l'impact sur la transition énergétique de différentes actions de développement envisageables. Ces travaux ont été largement partagés.

(1) Sous réserve de faire appel à l'un des 3 000 partenaires économies d'énergie d'EDF et sous réserve d'étude et d'acceptation par notre partenaire financier Domofinance.

(2) EDF Énergies Nouvelles Réparties.

(3) La mission de la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT) est d'assurer l'équilibre physique entre l'offre et la demande d'électricité, au meilleur coût et en minimisant les risques, sur le périmètre d'EDF en France.

3.1.4.3 Électrification des usages et solutions innovantes

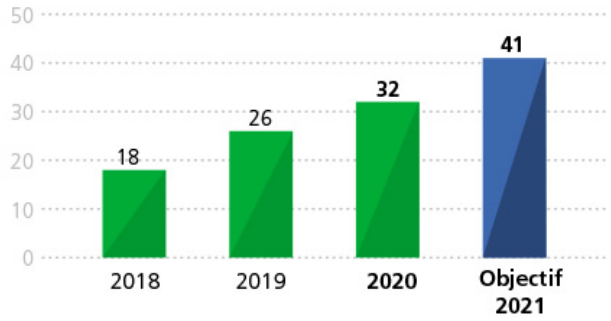
3.1.4.3.1 Un réseau au service du développement de nouveaux usages

La transition énergétique et la révolution numérique transforment en profondeur la gestion du réseau de distribution d'électricité.

Grâce aux programmes de renouvellement, de rénovation programmée et d'enterrement des lignes dans les zones à risques climatiques, la fréquence de coupure est en baisse depuis plusieurs année ce qui se traduit par une diminution du temps moyen de coupure par client. L'indicateur a bénéficié en 2020 d'un nombre de situations de crises climatiques en dessous de la moyenne des trois années précédentes (SAIDI : 52 min. en 2020 contre 79 min. en 2019, CAIDI : 76 min. en 2020 contre 115 min. en 2019 et SAIFI : 0,68 min. en 2019 contre 0,69 min. en 2019) [1].

En matière de technologie « *smartgrid* », le réseau HTA (20kV) est déjà *smart* puisque supervisé, équipé d'automatisme de réalimentation et de diverses solutions *smart* adaptées à l'environnement externe (capteurs d'eau dans les postes en zone inondable, capteurs de « verticalité » pour les poteaux isolés en zone montagneuse, transformateur HTA/BT avec réglage automatique de la tension dans les zones à forte pénétration des ENR…). S'agissant du réseau BT, le déploiement des compteurs communicants permet aujourd'hui d'avoir une vision en temps réel des caractéristiques de l'électricité au niveau de chaque client (alarme en cas de coupure, niveau de la tension). À fin décembre 2020, en France, 80 % des clients sont équipés de compteurs communicants, 80 % de l'énergie étant ainsi acheminée par des réseaux « Intelligents ». Ces compteurs évolués constituent un maillon essentiel des réseaux intelligents. Ils apportent de nombreux bénéfices à tous les acteurs, distributeurs, fournisseurs, clients et collectivités. Le groupe EDF s'est fixé pour objectif d'en installer au moins 41 millions d'ici 2021 principalement en France (où le déploiement est porté notamment par Enedis), au Royaume-Uni et en Inde. À fin 2020, 32 millions ont été posés par le groupe EDF.

Nombre de compteurs intelligents installés (millions)



Indicateur clé de performance extra-financière

La méthodologie associée à cet indicateur est explicitée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

L'année 2020 a été marquée par la publication en mars, par le gestionnaire de réseau de distribution Enedis, de sa feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités. Elle détaille notamment les chantiers prioritaires et les transformations nécessaires à venir pour contribuer à faire d'Enedis le distributeur de référence en France et en Europe.

En octobre 2020, Enedis a signé ses 2 premiers contrats de flexibilité et anticipe ainsi la transposition en droit français de la directive marché de l'énergie 2019 « *Clean Energy Package* », et devient l'un des tout premiers gestionnaires du réseau de distribution à signer de tels contrats.

Dans le cadre de ses travaux d'intelligence artificielle et *big data*, Enedis étudie de nouvelles méthodes pour optimiser le renouvellement de ses ouvrages souterrains et aériens câbles/lignes, basse et moyenne tension, en croisant des données patrimoniales (la cartographie) et les historiques d'incidents.

Le premier double *smart-grid* thermique et électrique de France a été mis en service durant l'été 2020 dans l'écoquartier « Nanterre Coeur Université ». Dalkia Smart Building a conçu et construit, en partenariat avec UrbanEra et Bouygues Immobilier, ce réseau intelligent qui relie les différents immeubles (bureaux, logements, commerces), mutualise les besoins des occupants et permet aux bâtiments d'échanger leurs calories. Grâce à cette solidarité énergétique et à un mix énergétique innovant associant géothermie, aérothermie, biomasse et valorisation de chaleur fatale, il assure une alimentation en chauffage, eau chaude et climatisation à partir de 60 % d'énergies renouvelables. L'électricité nécessaire à son propre fonctionnement est produite *via* le photovoltaïque et la cogénération en autoconsommation. Enfin, un pilotage numérique du réseau permet d'adapter la production d'énergie à la consommation en temps réel.

3.1.4.3.2 Une électricité décarbonée à un prix abordable

Un des objectifs d'EDF est de fournir une électricité durable et à un prix raisonnable. Le caractère abordable de l'énergie résulte d'un équilibre avec les autres objectifs fondamentaux de toute entreprise. EDF, forte des valeurs de service public, estime que l'électricité, en tant que bien de première nécessité, doit être accessible à tous et sur tous les territoires.

En 2020, le prix moyen de vente (HTT) de l'électricité au Tarif Réglementé était pour les clients résidentiels d'EDF de 125,7 €/MWh et pour les clients non résidentiels [2] de 125,3 €/MWh. En moyenne, chaque mois, un client résidentiel qui a signé un contrat « 6 KVA Base » (conso mensuelle de 200 kWh) dépense 28 euros HTT (41,8 euros TTC) pour sa facture d'électricité. Un client résidentiel, avec un contrat « 9 KVA HP/HC » (conso mensuelle de 600 kWh), dépense 71,4 € HT (109,8 € TTC) pour son électricité.

3.1.4.3.3 Décarbonation par les solutions de mobilité électrique

Le plan mobilité électrique

Avec le plan mobilité électrique, lancé en octobre 2018, EDF vise 30% de parts de marché dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques en 2023 sur les 4 grands marchés du Groupe (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique), le déploiement de 150 000 points de charge et l'exploitation de 10 000 points de *smart charging* d'ici 2023.

L'acquisition de l'entreprise britannique Pod Point en février 2020 [3], l'une des plus grandes entreprises spécialisées dans la charge pour véhicules électriques au Royaume-Uni, contribuera à l'atteinte de ces objectifs.

À fin 2020, plus de 100 000 points de charges ont été déployés ou sont exploités dans le monde (G4, Californie, Norvège) par le groupe EDF (IZIVIA, Pod Point, IZI by EDF, Luminus, Edison, Powerflex). Plus de 5 000 sont exploités par des technologies de *smart charging* (IZIVIA, Powerflex, Dreev).

Le développement des infrastructures de recharge

Dans un contexte difficile cette année, EDF UK et Pod Point ont activement contribué au déploiement de bornes de charges avec l'installation de plus de 35 000 points de charge.

IZIVIA, acteur de référence en France, est l'un des premiers exploitants de réseau avec plus de 10 000 points de charges publics et privés exploités en 2020. Afin de faciliter les trajets à travers toute l'Europe, IZIVIA donne accès à 100 000 bornes de recharge en interopérabilité à ses clients détenteurs du Pass IZIVIA. IZIVIA a actuellement deux projets majeurs qui viendront compléter l'offre de recharge rapide en milieux urbain et péri-urbain, au plus près des usages :

- le déploiement d'un réseau d'environ 60 stations pour 300 bornes de recharge rapide (de 50 à 100 kW) sur des sites à haut potentiel de fréquentation proche des grands axes autoroutiers et en périphérie des grandes agglomérations ;
- le déploiement en cours sur les 59 communes de la Métropole de Lyon d'un réseau interopérable de 170 stations pour 641 points de recharge. En outre, IZIVIA a lancé, en janvier 2020, une offre d'installation de bornes de recharge dans les copropriétés.

(1) SAIDI : System Average Interruption Duration Index ; CAIDI : Customer Average Interruption Duration Index ; SAIFI :System Average Interruption Frequency Index.

(2) Clients du marché d'affaire au TRV (Tarifs Réglementés de Vente) raccordés en BT ≤ 36 kVA.

(3) Voir le communiqué de presse du groupe EDF du 14 février 2020.

Le développement du *smart charging*

Dans le domaine du *smart charging* et plus particulièrement du *Vehicle-to-Grid* (V2G), EDF, la région Occitanie, ADDOC et l'Agence de la transition écologique (ADEME) ont lancé le projet « Flexitanie » dont l'objectif est de tester à grande échelle, dès l'automne 2020, un service de pilotage de bornes de charge bidirectionnelles V2G afin notamment de recueillir les attentes et les perceptions des clients et d'analyser les synergies potentielles avec la production d'énergie renouvelable. Les premières bornes seront installées dans le Gard par IZIVIA, adossées à la technologie de DREEV, co-entreprise entre EDF et la *start-up* californienne Nuvve. Elles pourront alimenter une flotte de 100 voitures électriques Nissan 100 % électriques réparties entre une dizaine d'industriels de la région et fourniront l'équivalent d'une centrale de production de 1 mégawatt.

L'acquisition de PowerFlex Systems (PowerFlex) en septembre 2019, société pionnière dans le domaine des technologies de recharge pour véhicules électriques, basée à Los Altos en Californie, permet de créer un écosystème unique d'énergie décentralisée associant des solutions de charge intelligente pour véhicules électriques ou de charge d'énergie des bâtiments, ainsi que des moyens de production d'énergie solaire et de stockage.

L'accompagnement des clients

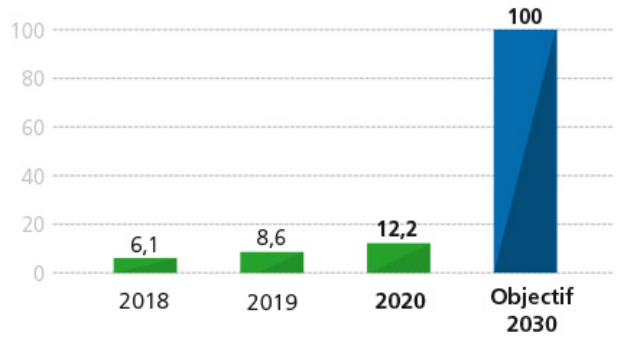
Le groupe EDF accompagne l'ensemble de ses clients en France dans leur transition vers une mobilité bas carbone avec une gamme d'offres complète pour l'ensemble des usages : particuliers en habitat individuel ou collectif, entreprises, et collectivités.

EDF pense que le développement de la mobilité électrique passera par la mobilisation de l'écosystème. De nombreux partenariats sont développés avec des acteurs de la filière (constructeurs, équipementiers, *leasers*, loueurs, fabricants de bornes) afin de proposer des solutions de mobilité électrique adaptées. Début 2020, Edison Energia a signé un contrat avec Toyota Italia pour l'installation et l'exploitation de bornes dans environ 200 concessions Toyota. En mars 2020, EDF s'est engagé avec ARVAL à faciliter l'accès à la mobilité électrique aux entreprises et aux particuliers, en s'appuyant sur IZI by EDF. En septembre 2020, IZIVIA et IZI by EDF ont signé un partenariat avec Uber pour faciliter l'accès aux bornes de recharge pour les chauffeurs en France *via* le pass IZIVIA et l'installation de bornes à leur domicile. En décembre 2020, BMW et Luminus ont signé un partenariat stratégique permettant aux clients BMW de souscrire un contrat d'énergie verte ou une installation photovoltaïque accompagné d'une borne de recharge installée par Luminus.

L'engagement sur la flotte de véhicules d'EDF

Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV 100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électrique, à l'horizon 2030. Sa flotte de véhicules légers, actuellement supérieure à 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe) est déjà électrique à plus de 12,2 % (plus de 5 500 Véhicules Électriques, soit plus de 1 700 véhicules électriques depuis fin 2019). Ce projet Groupe intègre à la fois les véhicules et les infrastructures de recharge (plus de 2 400 sites à équiper à travers le monde d'ici 2030).

Taux de véhicules électriques dans la flotte du parc de véhicules légers (%)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

3.1.4.3.4 Décarbonation par les solutions hydrogène

En 2050, la consommation d'hydrogène représentera 20 % de la demande en énergie finale dans le monde [1]. Mais l'hydrogène est actuellement produit à 95 % à partir d'énergie fossile, et donc fortement émetteur de CO_2. EDF a décidé en 2019 de créer Hynamics, une nouvelle filiale détenue à 100 %, afin de devenir *leader* de la production d'hydrogène décarboné à partir d'électrolyse de l'eau, une technologie très peu émettrice de CO_2, à condition que l'électricité utilisée soit elle-même issue de moyens de production bas carbone.

Hynamics vise un objectif de décarbonation de l'économie en ciblant les segments de l'industrie et du transport très émetteurs de CO_2 et difficilement adressables par l'électricité bas carbone (raffinerie, chimie, cimenterie, bus, trains, navettes maritimes et fluviales, aéronautique). Fort de son modèle investisseur et exploitant/mainteneur, elle offre des solutions clé en main à ses clients sur le territoire français et plus généralement en Europe.

En août 2020, la JV Westküste100, dans laquelle Hynamics détient 24 % des parts, a été lauréate d'une aide de 15 millions d'euros pour l'installation d'un électrolyseur de 30 MW, l'un des plus importants d'Europe, sur le site de la raffinerie de Heide dans le Schleswig Holstein dans le cadre du programme allemand Reallabor. Hynamics a également été lauréate des appels à projet ADEME mobilité pour l'alimentation des bus respectivement de la Métropole de Montpellier et de l'Agglomération de l'Auxerroi [2].

Fin 2020, Hynamics a annoncé la signature, par sa société de projet CP3, d'un partenariat avec la communauté d'agglomération de l'Auxerrois et Transdev Auxerrois concernant l'installation d'une station de production d'hydrogène vert par électrolyse d'une capacité d'1 MW (mise en service à l'automne 2021) pour alimenter 5 bus du réseau de transport urbain.

3.1.4.3.5 Décarbonation par des solutions d'autoconsommation

Sur ce marché en devenir, plusieurs filiales de Groupe peuvent proposer des solutions à leurs clients entreprises ou particuliers :

- la filiale EDF ENR permet au client de consommer l'énergie générée par ses propres panneaux solaires et d'avoir la possibilité d'en stocker une partie pour la consommer au moment où il en a besoin. L'offre permet au client de maximiser son taux d'autoconsommation, de suivre en temps réel sa consommation en ligne et de maîtriser ainsi ses dépenses énergétiques (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables ») ;
- la filiale EDF Store & Forecast développe et commercialise une solution logicielle d'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux *via* la prévision et le stockage d'énergie. La société adapte son système de *management* de l'énergie aux installations de ses clients pour un pilotage intelligent et autonome comprenant gestion de la variabilité des énergies renouvelables, services au système électrique, optimisation économique de l'équilibre offre/demande, maximisation de l'autoconsommation et réduction de la facture énergétique.

3.1.4.3.6 Gestion de l'intermittence, de la flexibilité et développement du stockage

Agrégation

Agregio est une filiale du Groupe au service des producteurs d'électricité renouvelable et des entreprises qui disposent de capacités d'effacement qu'ils peuvent, grâce à elle, valoriser au mieux sur les marchés de l'électricité. Pour les producteurs d'électricité, Agregio propose des offres sur-mesure pour optimiser et vendre leur production sur les marchés. Agregio s'adresse également aux consommateurs industriels et tertiaires qui sont prêts à réduire ou à déplacer leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique.

Agregio a conclu en 2019, pour la première fois en France, la signature d'un contrat *Power Purchase Agreement* (PPA) [3] adossé à un parc éolien. La technique du PPA, répandue aux États-Unis, se déploie sur le marché européen : cette solution peut favoriser le développement des énergies renouvelables en permettant aux producteurs de garantir leurs revenus sur plusieurs années, et au client de connaître l'origine d'une partie de son approvisionnement.

(1) Voir le rapport Afhypac 2018.

(2) Voir le communiqué de presse du groupe EDF du 17 décembre 2020.

(3) Le PPA est un contrat de livraison d'électricité conclu pour le long terme entre deux parties (le producteur d'énergie et l'acheteur consommateur final, ou acteur du marché)avec une visibilité sur le prix pour toute la durée contractuelle.

Stockage

Dans un paysage énergétique en mutation, EDF a lancé son Plan Stockage Électrique en 2018 afin d'accélérer son développement dans ce secteur avec l'ambition d'en devenir le *leader* européen. Pionnier dans le domaine, le Groupe était déjà présent sur les principaux champs d'application des technologies de stockage, notamment les batteries et les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP hydrauliques).

EDF s'est fixé pour ambition de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035 en plus des 5 GW déjà exploités par le Groupe. Les ambitions d'EDF portent sur l'ensemble des marchés du stockage de l'électricité au service du bon fonctionnement de l'équilibre du système électrique, des clients particuliers et entreprises et des territoires. Les segments de marché microgrids (alimentation de réseaux isolés) et *off-grid* (sans accès au réseau) contribuent également à l'ambition stockage du Groupe. EDF vise ainsi le développement d'un portefeuille de 1 million de kits *off-grid* à l'horizon 2030. EDF a investi à cet effet dans plusieurs sociétés d'électrification *off-grid*, notamment en Côte d'Ivoire, au Ghana, au Kenya et au Togo. Le portefeuille de clients *off-grid* du Groupe est en croissance régulière (voir également la section 1.4.5.3.9 « *Off-grid* – énergie hors réseaux »).

La croissance du portefeuille de projets de stockage du Groupe est dynamique. La puissance cumulée des projets construits ou sécurisés atteint à présent 800 MW. Les projets développés visent principalement à proposer des services en soutien du système électrique et à venir s'hybrider avec de la production ENR pour en décaler l'injection sur le réseau. Des travaux R&D sont entrepris pour faciliter le développement des projets du Groupe. L'apport de la R&D vise, par exemple, à qualifier les matériels et en faciliter l'exploitation.

3.2 Préservation des ressources de la planète

EDF s'engage à limiter son empreinte environnementale, tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, en optimisant l'utilisation des ressources naturelles. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la biodiversité, la gestion responsable du foncier, la gestion intégrée et durable de l'eau, l'économie circulaire et la gestion des déchets.

PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE

ENGAGEMENTS, POLITIQUES ET ACTIONS AU REGARD DES ENJEUX RSE	CONTRIBUTION AUX OBJECTIFS DD DE L'ONU	INDICATEURS-CLÉS DE PERFORMANCE
BIODIVERSITÉ	14, 15	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif "Act4nature international"
GESTION RESPONSABLE DU FONCIER	15	Evaluation qualitative
GESTION INTÉGRÉE ET DURABLE DE L'EAU	6, 9, 14	Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc
DÉCHETS ET ÉCONOMIE CIRCULAIRE	9, 15	France : volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité Vie Longue UK : volume de déchets radioactifs solides à faible activité évacués

3.2.1 Biodiversité

3.2.1.1 L'engagement du groupe EDF

Les enjeux de la neutralité carbone sont indissociables d'une approche en faveur de la biodiversité dans laquelle EDF est engagé de longue date [1]. Le Groupe renouvelle en 2020 son engagement au moyen de deux dispositifs volontaires soutenus par l'État : « Entreprises engagées pour la nature – act4nature France » [2], sous l'égide de l'Office français de la biodiversité ; « Act4nature International » [3], sous l'égide de l'association Entreprises pour l'environnement (Epe).

L'engagement du groupe EDF est structuré autour des axes suivants :

- réduire la contribution de ses activités aux facteurs de pression majeurs (tels qu'identifiés par l'IPBES [4]) ;
- recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ;
- renforcer l'amélioration des connaissances et les partager ;
- renforcer la gouvernance des thématiques de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

En 2020, EDF se fixe un nouvel indicateur clé de performance en matière de biodiversité. Il reflète ses engagements « act4nature international », qui sont à la maille du Groupe. Les objectifs sont labellisés dans le dispositif externe « act4nature international ». L'indicateur est calculé sous la forme d'un taux de réalisation des actions engagées de 2020 à 2022 qui visent notamment à réduire la contribution des activités du Groupe aux facteurs de pression majeurs et à renforcer la gouvernance des sujets relatifs à la biodiversité.

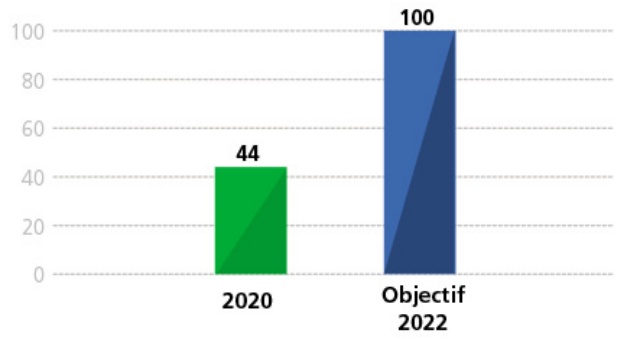
(1) Dès 2006, EDF a établi une politique biodiversité de niveau Groupe.

(2) « Entreprises engagées pour la nature-act4nature France » vise à faire émerger, reconnaître et valoriser des plans d'actions en faveur de la biodiversité portés par des entreprises françaises.

(3) "Act4nature International" est une initiative lancée par l'association française des Entreprises pour l'Environnement (EpE) qui a pour objectif de mobiliser les entreprises à l'échelle internationale sur la question de leurs impacts directs et indirects, leurs dépendances et leurs possibilités d'action favorable sur la nature.

(4) L'IPBES est Plateforme intergouvernementale scientifique et politique sur la biodiversité et les services écosystémiques.

Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif « Act4Nature international » (%)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

3.2.1.2 Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs

Les pressions exercées sur la biodiversité font l'objet d'une étroite surveillance. La plupart d'entre elles sont strictement encadrées par la réglementation. Le rapport de l'IPBES en 2019 fait état de cinq facteurs de pressions majeurs : le changement d'usage des terres et des mers, la surexploitation des ressources, le changement climatique, les pollutions et les espèces exotiques envahissantes. EDF a construit son programme d'action en vue de limiter son impact sur chacun de ces facteurs.

3.2.1.2.1 Changement d'usage des terres et de la mer

Toutes filières confondues : Eviter, Réduire, Compenser

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [1], ou la réglementation du pays lorsque celle-ci est plus exigeante notamment en Europe. Les sociétés du Groupe appliquent la doctrine ERC (Éviter, Réduire, Compenser) pour la totalité des projets et des ouvrages en exploitation. En France, la loi biodiversité de 2016 requiert de la part des entreprises que « les mesures de compensation […] visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité ».

Les enjeux liés à la biodiversité sont intégrés tout au long du parcours d'ingénierie et de l'exploitation, et dès la conception des projets en vue de privilégier l'évitement et la réduction.

- **projets** : pour ses nouveaux projets, le Groupe optimise son emprise et, dans le cas de déconstruction de ses installations, agit pour reconquérir le milieu naturel. S'agissant des décisions d'investissement, 100 % des projets présentés au CECEG [2] font l'objet d'un criblage sur les enjeux de biodiversité ;
- **ouvrages en exploitation** : une même vigilance est accordée aux ouvrages en exploitation notamment les sites nucléaires. Les impacts sur l'environnement et la biodiversité font l'objet d'une surveillance menés par les équipes d'EDF spécialisées et par des établissements publics tels qu'Ifremer ou l'IRSN. Les résultats sont publiés et accessibles sur edf.fr ;
- **évaluation de l'équivalence écologique** : EDF a financé avec l'Irstea [3] et le Muséum national d'histoire naturelle une thèse de doctorat, soutenue en décembre 2017, et un post-doctorat en 2019 qui portaient sur l'élaboration d'une méthode de vérification de l'atteinte de l'équivalence écologique. Il s'agit de mesurer, au moyen d'indicateurs, les pertes liées aux impacts et de comparer les pertes résultant d'un aménagement avec les gains potentiels issus de mesures compensatoires (voir la section 3.2.1.4.1 « Recherche et biodiversité »). La R&D d'EDF poursuit ses recherches dans ce domaine ;
- **compensation par l'offre** : l'entreprise a expérimenté en Isère la compensation par l'offre avec l'association « Initiative Biodiversité Combe-Madame » et les acteurs du territoire. Cette initiative s'inscrit dans la démarche engagée par le ministère en charge de l'Ecologie pour tester la pertinence et la faisabilité de la compensation par l'offre.

Filière Eolien et Photovoltaïque

Les centrales éoliennes et solaires contribuent à la lutte contre le réchauffement climatique et à la protection de l'environnement, même si leur construction et leur exploitation ne sont pas exemptes d'impacts sur la biodiversité. Toutes les activités renouvelables du Groupe s'inscrivent ainsi dans une démarche proactive visant à limiter et contrôler les impacts, à rechercher et mettre en œuvre les meilleures solutions techniques et technologiques pour préserver l'environnement.

Le groupe EDF, l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), EDP et Shell élaborent en partenariat des lignes directrices pour hiérarchiser les mesures d'atténuation et les meilleures mesures disponibles pour réduire les impacts sur la biodiversité des projets éoliens (on shore et *offshore*) et photovoltaïques (publication en 2021).

EDF Renouvelables s'engage à mettre en place en France un plan de gestion environnemental sur toutes ses centrales photovoltaïques au sol présentant un enjeu biodiversité et en 2020, 100 % des parcs présentant un enjeu biodiversité disposent de ce plan de gestion.

Filière hydroélectrique

Les ouvrages de production hydrauliques peuvent influer sur la continuité écologique en milieu aquatique. En France continentale, dans le cadre de la mise en œuvre de la continuité écologique [4] :

- le Groupe, *via* EDF Hydro et ses activités hydro-électriques, a réalisé entre 2013 et 2020 plus de 50 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologiques (classés en « liste 2 » au titre de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques »). Il s'agit d'équipements de franchissement de barrages (tels que les « passes à poissons ») et de démantèlements de seuils en rivière. Ces opérations bénéficient de subventions de la part des Agences de l'eau ;
- sur le site de Poutès (Allier), au terme d'un long processus de concertation, un avenant à la concession a été signé en 2018 par le Préfet de Haute-Loire, autorisant à engager les travaux de reconfiguration de l'ouvrage en 2019, travaux qui se sont poursuivis en 2020. À production équivalente au projet initial, ce projet présente un gain écologique important qui permettra un accès à 60 % des frayères du saumon de l'Allier, branche génétique unique du saumon atlantique ;
- l'inauguration de la nouvelle centrale de Gavet en septembre 2020 marque une étape clé du projet de reconfiguration hydro-électrique de la vallée de la Romanche lancé en 2010 par EDF. Ce projet de près de 400 millions d'euros consiste à remplacer six centrales et cinq barrages anciens par un nouveau barrage et une nouvelle centrale plus performante (+ 40 %). Le projet intègre un volet important d'amélioration des milieux naturels et des milieux aquatiques. Presque entièrement souterraine, la centrale s'intègre dans le paysage et améliore sensiblement l'aspect de la vallée ;
- EDF a participé au bon déroulement de l'arasement des ouvrages de Vezins sous la maîtrise d'ouvrage de l'État. Il s'agit de la première étape d'une opération remarquable à l'échelle européenne devant aboutir en 2023 à la restauration complète des fonctionnalités naturelles du fleuve, l'ouvrant à la reconquête des poissons migrateurs amphihalins (saumons, anguilles, aloses, lamproies).

En Belgique, Luminus et ses partenaires (Université de Liège et de Namur, Profish, EDF R&D) ont initié un programme visant à modéliser le comportement des poissons migrateurs et à réduire leur mortalité lors du passage des ouvrages hydro-électriques. Le programme « Life4Fish » (2017-2023) est financé à hauteur de 2 millions d'euros par la Commission européenne, dans le cadre des programmes « Life », pour un coût total de 5 millions d'euros. En 2019, deux nouvelles turbines à très faible impact pour les poissons migrateurs avaient été installées sur le site hydro-électrique de Monsin, ainsi qu'une barrière comportementale (dissuasion des anguilles) sur le site de Grands-Malades, et une barrière à bulles sur le site d'Ivoz-Ramet. Une deuxième barrière électrique a été installée en 2020 sur le site de Grands-Malades afin de guider les jeunes saumons vers un nouvel ouvrage de franchissement en cours de finalisation.

(1) Principes issus de la norme de performance 6 de l'International Finance Corporation (IFC, société financière internationale, structure de la banque mondiale), traitant de laconservation de la biodiversité et de la gestion durable des ressources naturelles vivantes.

(2) Comité des engagements du Comex (CECEG).

(3) Aujourd'hui Inrae.

(4) En France, on parle de « trame bleue », mise notamment en oeuvre dans l'action 39b du plan national biodiversité.

Filière nucléaire et thermique classique

Pour satisfaire ses besoins industriels, EDF doit disposer de terrains sans pour autant accroître l'artificialisation des sols. C'est pourquoi sa stratégie foncière est conduite par un impératif de sobriété (voir la section 3.2.2 « Gestion responsable du foncier »). Dans le cadre de sa démarche de sobriété foncière [1], EDF s'est engagé à suivre, pour à terme le limiter, le niveau d'imperméabilisation des sols lors de la reconversion des anciens sites thermiques continentaux. En 2020, une première évaluation du foncier imperméabilisé a été réalisée.

Réseaux électriques

Dans les zones exploitées par Enedis [2], les nouvelles lignes HTA sont réalisées à 98 % en souterrain et à 100 % en technique souterraine ou discrète pour la basse tension (BT). Au global, 50 % des réseaux HTA sont souterrains et 72 % des réseaux BT sont souterrains ou torsadés isolés.

Tertiaire

Plusieurs bâtiments d'EDF sont certifiés du label « BiodiverCity® », démarche rationalisée au bénéfice des acteurs engagés dans la construction durable [3], tels que la Grande Halle de Lyon.

3.2.1.2.2 Surexploitation des ressources et biodiversité

L'activité d'EDF est en partie dépendante de la disponibilité en eau douce et EDF travaille depuis longtemps à réduire son empreinte sur l'eau (voir la section 3.2.3.1.2 « Optimisation de l'utilisation de l'eau et réduction de la pression sur les milieux ») et sur les ressources (voir la section 3.2.4 « Économie circulaire et déchets »).

S'agissant de la ressource forestière, EDF a revisité en 2020 sa politique biomasse de niveau Groupe en y intégrant de nouveaux engagements favorables à la biodiversité tels que la priorité à l'utilisation de biomasse secondaire (résidus) et tertiaire (déchets) ; la minimisation de l'empreinte eau ; la non-conversion de sols puits-carbone (forêt, zone humide, tourbière) pour produire de la biomasse ; la non-déforestation directe ou indirecte pour les besoins de biomasse-énergie d'EDF ; la minimisation du ratio surface cultivée sur énergie produite.

3.2.1.2.3 Changement climatique et biodiversité

Bien que disposant déjà de l'un des mix de production parmi les moins carbonés, le groupe EDF intensifie encore son engagement de baisse des émissions directes de CO_2 pour 2030 (voir la section 3.1. « Neutralité carbone et climat »). Pour permettre au Groupe d'atteindre la neutralité carbone en 2050, EDF R&D a initié en 2020 des travaux dédiés à la compensation carbone. L'enjeu consistait à privilégier des solutions « fondées sur la nature » qui favorisent la séquestration du CO_2 dans des écosystèmes naturels. Les premières initiatives du Groupe sont décrites en section 3.1.1.5 « Les solutions de compensation carbone ».

3.2.1.2.4 Pollution et biodiversité

- **Pollution des sols :** le Groupe s'engage dans la diminution de l'usage de produits phytosanitaires (voir la section 3.2.2.2 « Gestion des sols et eaux souterraines »).
- **Pollution lumineuse** [4] : pour réduire les nuisances lumineuses, le groupe EDF mobilise sa R&D afin de mieux comprendre les impacts de l'éclairage artificiel sur la faune. Par le biais de leur partenariat scientifique, EDF et le Museum national d'histoire naturel (MNHN) ont préparé en 2020 les travaux qui permettront de définir la démarche et les protocoles à appliquer pour identifier les groupes d'espèces ou habitats sensibles à la pollution lumineuse sur les sites ; caractériser les nuisances ; et suivre l'impact des actions mises en œuvre ;
- **En matière d'éclairage public** : Citelum réalise à Copenhague tous ses travaux de rénovation et maintenance de l'éclairage en tenant compte des objectifs de la capitale en matière de respect de la biodiversité. Les travaux, débutés en 2014, ont ainsi été effectués avec la volonté de minimiser au maximum la pollution lumineuse de la ville pour les humains et les animaux. Une attention toute particulière a été portée aux zones qualifiées de « vulnérables » et aux zones de conservation de la nature.

3.2.1.2.5 Espèces Exotiques Envahissantes (EEE)

La détection des espèces exotiques envahissantes est souvent réalisée lors des inventaires sur les sites. En effet, l'installation de ces espèces et leur propagation se manifestent le plus souvent à l'occasion d'un remaniement des terres ou d'aménagement de rivière. Il s'agit donc d'implanter des espèces locales qui contribuent au maintien de l'équilibre de leur écosystème et améliorent les fonctionnalités écologiques du milieu, le rendant ainsi plus résilient. Cet enjeu est intégré *via* des partenariats, par exemple avec les collectivités (contrats de rivières), ou toute autre forme de renaturation des espaces.

EDF, partenaire depuis plusieurs années du programme « Végétal local » porté par l'OFB, s'est engagé à utiliser de façon systématique des plantes sauvages d'origine locale dans tous les métiers du Groupe :

- dans le cadre du projet de développement de Romanche Gavet, les emprises temporaires du chantier pour la construction du barrage ont été réhabilitées sur une dizaine d'hectares par des techniques de génie écologique qui utilisent des végétaux locaux. L'opération s'est faite avec l'appui de partenaires tels que le CBNA et l'Irstea ;
- sur l'emprise des Clavaux (EDF Hydro) sur 2,6 ha pour enrayer la progression du Buddleia de David et restaurer les milieux alluviaux naturels typiques de la Romanche.

L'intégration dans les cahiers des charges de plusieurs chantiers de l'exigence de végétalisation/renaturation par des végétaux ou semences labellisés « Végétal Local » (ou équivalent) exprime la dynamique existante de cette démarche au sein de tous les métiers d'EDF.

La question des EEE se pose avec une grande force dans les îles et en outre-mer. Dans ces territoires, elles sont les principales responsables de l'extinction des espèces, pour beaucoup endémiques. En Corse et en outre-mer, EDF intensifie la lutte contre les EEE sur son foncier. Tous les dossiers d'investissement d'EDF SEI passant en comité d'engagement de travaux ont fait, en 2020, l'objet d'un criblage comportant, le cas échéant, la demande d'un diagnostic d'EEE et si nécessaire de lutte contre les EEE.

3.2.1.3 Recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité

3.2.1.3.1 Préservation et restauration des milieux

L'entreprise gère les espaces naturels intégrés à son foncier en partenariat avec des associations locales. EDF met notamment en œuvre une gestion écologique positive telle que des fauches tardives ou de l'écopâturage ; une partie du foncier est affectée aux espaces de protection ou de reconstitution de la biodiversité, au travers de plans de gestion dont les objectifs sont adaptés aux enjeux des sites.

À Kembs, en pleine Réserve naturelle nationale de la Petite Camargue Alsacienne, sur 100 hectares anciennement dédiés à la culture du maïs, EDF a réalisé en 5 ans (dont un an de travaux de terrassement) une opération de renaturation écologique de grande ampleur. La restauration d'un bras de rivière sur plus de 7 kilomètres, donnant ainsi naissance à une nouvelle rivière en Alsace, et la reconstitution d'un ensemble de milieux naturels, humides et secs, ont permis l'accroissement de populations et le retour de certaines espèces d'insectes, d'amphibiens, d'oiseaux et de mammifères. Des suivis naturalistes et des actions de gestion sont menés, notamment pour la limitation des espèces exotiques envahissantes. Ils seront intégrés au plan de gestion de la Réserve naturelle de la Petite Camargue. Un bilan écologique complet de cette opération de renaturation a été finalisé en 2020 et sera partagé avec les partenaires.

Cet effort ne concerne pas seulement le foncier dont l'entreprise est propriétaire, mais également le foncier concédé par l'État. Une partie de ce foncier fait l'objet de conventions d'occupation avec des propriétaires riverains ou des communes, et de demandes d'usage par des associations, notamment sportives. Sur le foncier concédé, l'entreprise s'est engagée à ce que des prescriptions de mesures favorables à la biodiversité soient dorénavant intégrées aux nouvelles conventions, sous réserve de l'accord de l'autorité concédante. L'année 2020 a permis de formuler la liste de ces prescriptions et les modalités d'intégration aux conventions, de sorte qu'elles ont pu commencer à être intégrées.

(1) Voir aussi section 3.2.2 « Gestion responsable du foncier ».

(2) GRI G4 EN 13 – Disclosure 304-4.

(3) cibi-biodivercity.com/biodivercity/

(4) Il s'agit de la pollution lumineuse susceptible d'affecter les espèces sensibles. Pour les pollutions lumineuses liées à la santé humaine, voir la section 3.3.1.4 « Santé et sécurité des consommateurs ».

Les sites nucléaires français et anglais engagent un programme de préservation et restauration de milieux en partenariat avec des acteurs locaux :

- à Saint-Alban, EDF s'est engagée en 2020 avec le Conservatoire des espaces naturels (CEN) de l'Isère pour la restauration et la gestion de la zone humide de Malessard (20 hectares). Le plan de gestion 2020-2024 rédigé par le CEN prévoit de renforcer les inventaires de la faune (castors, amphibiens, libellules…) et la mise en œuvre des premières actions dès 2020, notamment la création de mares pour accueillir des amphibiens, la gestion des espèces exotiques envahissantes, et la mise en place à terme de l'éco-pâturage ;
- au Royaume-Uni, EDF met en œuvre des plans d'actions pour conserver et valoriser la biodiversité sur ses propriétés foncières non exploitées. Chaque site dispose d'un plan d'actions "biodiversité" doté d'indicateurs de performance, revus chaque année. À fin 2019, 89 % des indicateurs étaient atteints. Tous les résultats font l'objet d'une analyse, avec des recommandations formulées lorsque des améliorations ou des alternatives sont identifiées. Le plan d'actions "biodiversité" sera mis à jour en 2021.

3.2.1.3.2 Espaces protégés et espèces menacées

En France, le Groupe contribue à plusieurs plans nationaux d'action en faveur du Gypaète barbu, de l'Apron du Rhône, de l'Aigle de Bonelli, et participe aux déclinaisons régionales de ces plans tels que le plan « Loutre d'Europe » en région Centre, le plan « Angélique des estuaires », ou celui sur les odonates, qui a fait par ailleurs l'objet d'une thèse soutenue en 2018.

En Europe, plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et participent à la mise en œuvre des contrats Natura 2000. Le Groupe participe à des programmes « *Life* + », notamment EDF Hydro pour le Desman des Pyrénées (2014-2019), Luminus pour les poissons migrateurs, ou Enedis avec le « Life Gypconnect 2015-2021 ».

Au Laos, NTPC poursuit sa politique de protection de la biodiversité dans le bassin versant du barrage en coordination avec la WMPA, autorité en charge de sa gestion. La filiale d'EDF s'est engagée à obtenir d'ici fin 2022 l'inscription du parc national Nakai Nam Theun dans la liste verte des aires protégées de l'UICN. En 2020, le Gouvernement du Laos a validé la candidature du parc pour cette liste.

3.2.1.4 Renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager

3.2.1.4.1 Recherche et biodiversité

Depuis plus de 50 ans, EDF s'est doté d'une R&D dédiée travaillant sur l'environnement, en partenariat avec des organismes externes. Le programme actuel de recherche en matière de biodiversité mobilise 21 millions d'euros sur 2018-2021, 25 chercheurs et techniciens et de nombreux partenaires. Leurs travaux améliorent les pratiques de l'entreprise pour la biodiversité et contribuent à la connaissance scientifique [1].

Le sujet de la biodiversité a été au cœur des discussions de la séance de septembre 2020 du Conseil scientifique d'EDF. Avec l'Inrae, la R&D d'EDF a mis en place depuis 2009 l'équipe commune HYNES afin de collaborer sur le développement d'approches écologiques des milieux aquatiques. Renouvelée en 2019, les thématiques de l'équipe HYNES ont été élargies aux milieux terrestres. À ce jour, dix thèses et sept post-docs sont engagés, 30 publications rédigées et huit thèses soutenues.

En partenariat avec le MNHN, l'Inrae et ses autres partenaires de recherche, EDF contribue au développement d'outils d'aide à la connaissance et à la décision tels que la « Boîte à outils biodiversité » (BOB) et « Ecoval » (évaluation de l'équivalence écologique). Ces outils fourniront les éléments nécessaires pour élaborer la stratégie foncière de sites et renforcer leurs connexions avec le territoire.

La collecte et le traitement de données sont indispensables à une action plus efficace pour la préservation de la biodiversité. EDF s'engage donc sur plusieurs actions dans ce domaine :

- depuis la mise en service des centrales nucléaire, EDF surveille les eaux de surface sur l'ensemble de ses sites dans le cadre d'un programme de surveillance hydro-écologique validé par l'ASN. EDF a lancé depuis la fin des années 90 des études pour comprendre l'influence de la température de l'eau sur les organismes aquatiques dans le contexte du changement climatique. En 2020, EDF a réalisé deux publications sur ce programme ;
- afin d'améliorer la connaissance sur la faune, EDF met à disposition ses points hauts (par exemple des pylônes) pour l'installation de dispositifs d'acquisition de données sur la biodiversité (par exemple en 2020 pour le dauphin de Guyane) ;
- EDF Renouvelables s'est engagée à mener un programme d'acquisition de données sur l'état de conservation des espèces, la qualité des milieux et les services écosystémiques sur le détroit du Pas-de-Calais (projet éolien *offshore* de Dunkerque).

3.2.1.4.2 Connaître la qualité écologique du foncier

La grande majorité des sites de production d'EDF se situe à proximité d'aires protégées et d'espaces naturels remarquables (en France, 80 % des sites hydrauliques sont situées dans un site Natura 2000 ou à proximité). Ces sites préservés, à proximité de cours d'eau, réunissent plusieurs facteurs propices à la biodiversité.

Mandaté par l'entreprise, l'UNEP – WCMC (*World Conservation Monitoring Center*) a mené une vaste étude pour évaluer la sensibilité écologique des lieux où sont implantés les 1 000 sites industriels du Groupe [2]. L'entreprise intègre la biodiversité comme un critère de décision dans ses choix industriels.

En France, EDF a transmis volontairement à l'INPN [3] des données d'inventaires réalisés entre 2013 et 2017 sur 20 000 ha, soit environ 50 000 données d'occurrence, en plus des 15 000 données d'occurrence disponibles sous SINP [4] provenant de la contribution d'EDF dans l'outil de dépôt des données biodiversité de l'État français (Depobio). Tous les maîtres d'ouvrage ont l'obligation depuis la loi biodiversité de 2016 d'inscrire les données brutes, issues de leurs études d'impact, sous Depobio.

3.2.1.5 Renforcer la gouvernance et la sensibilisation en matière de biodiversité

3.2.1.5.1 Gouvernance de la biodiversité

La gouvernance en matière de biodiversité, qui s'étend à l'ensemble du groupe EDF, est en cours de refonte à la suite d'un diagnostic approfondi mené en 2020. Le Groupe participe aux instances locales de gouvernance de la biodiversité : comités de bassin, comités de rivière et comités régionaux de biodiversité en France. Il développe une politique de coopération avec le monde associatif, scientifique et institutionnel fortement ancrée au plan territorial et disposant d'une expertise biodiversité :

- ***Think tanks*** : EDF participe aux réflexions des *think tanks* OREE, EpE, CILB, ainsi qu'au groupe de travail de CDC Biodiversité qui élabore une méthodologie d'empreinte écologique (*global biodiversity score*) ;
- **Partenaires :**
  - en France :
    - les partenaires historiques nationaux de l'entreprise sont privilégiés avec les grands acteurs du secteur : Muséum national d'histoire naturelle (MNHN), Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), Réserves naturelles de France (RNF), Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), Fédération des conservatoires botaniques nationaux (FCBN), Fédération des Conservatoires d'Espaces Naturels (FCEN), Société d'étude et de protection des mammifères (SFEPM), Conservatoire du littoral. Au total, ce sont plus de cent partenariats noués avec des associations ou des organismes de recherche tels que l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (Irstea devenu Inrae) et l'Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer (Ifremer). Ces partenaires sont régulièrement réunis pour entretenir une dynamique collective en faveur de la démarche biodiversité d'EDF. En 2020, en préparation de l'engagement « Entreprises engagées pour la nature – act4nature France », les partenaires ont challengé la mise en œuvre de la feuille de route biodiversité d'EDF lors d'un séminaire de deux jours réunissant plus de 70 personnes,

(1) En 2020, EDF a réalisé trois publications, deux interventions en conférences internationales, et a accueilli trois thèses, post-doc.

(2) Analyse réalisée en septembre 2018 par le WCMC sur le périmètre EDF, EDF Renouvelables, EDF au Royaume-Uni, Edison, EDF China et la Direction internationale (Luminus,MECO, Nachtigal, EDF Norte Fluminense, NTPC, SLOE, SNOP).

(3) Inventaire National du Patrimoine Naturel (INPN).

(4) SINP est le Système d'Information Nature et Paysages mis en place par l'État en 2018.

- localement, de nombreux partenariats visent à aider les sites dans leur démarche menée en faveur de la biodiversité. Le partenariat avec la Fédération nationale de la Pêche en France (FNPF) se poursuit *via* le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques (une convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales). De nombreuses actions sont également menées au sein du parc nucléaire, en partenariat avec les acteurs locaux.

› à l'international :

- au Royaume-Uni, EDF est l'une des 5 entreprises à avoir répondu au *standard Wildlife Trusts' Biodiversity Benchmark*. Sur de multiples sites EDF collabore depuis plus de 20 ans avec le *Suffolk Wildlife Trust* à Sizewell, le *Lancashire Wildlife Trust* à Heysham, le *Willdfowl & Wetlands Trust* à Hinkley Point C et avec le *Romney Marsh Countryside Partnership* à Dungeness,
- aux États-Unis, EDF Renewables s'implique activement dans l'*American Wind & Wildlife Institute*, ONG impliquée dans la compréhension et la minimisation des impacts de l'énergie éolienne sur la faune. EDF Renewables y est à la fois partenaire, membre du Comité exécutif, conseiller technique et participant à un projet de recherche sur les technologies de réduction des impacts sur les chauves-souris, les aigles, les grands rapaces, les oiseaux et les espèces menacées. EDF Renewables est membre du comité de l'*American Wind Energy Association*, *Wildlife and Federal Permitting Committee*, et de plusieurs sous-comités, qui travaillent également sur des sujets liés à la faune et à l'environnement.

3.2.1.5.2 Formations et sensibilisation des salariés

Pour faire progresser les pratiques professionnelles de ses métiers au regard des enjeux de la biodiversité, le groupe EDF met en place un programme de sensibilisation et de formation à destination de ses salariés. Chaque société pilote ses formations et ses actions de sensibilisation internes, souvent réalisées avec le concours de partenaires associatifs naturalistes. Huit guides métiers ont été élaborés, rédigés au plus près des enjeux biodiversité propres à chaque activité opérationnelle.

Sur la base d'un concept analogue à celui de la « Fresque du climat » (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective »), la « Fresque de la biodiversité » sensibilise aux causes de l'érosion de la biodiversité. À ce jour 20 salariés ont été formés à son animation.

3.2.1.5.3 Sensibilisation du grand public

Au-delà de la fête de la nature [1], le Groupe soutient des actions philanthropiques en lien avec la biodiversité :

- la « liste rouge » des espèces menacées en France élaborée par le Comité français de l'UICN et le Muséum national d'histoire naturelle ;
- la préservation d'une forêt pluviale au Brésil, où EDF Norte Fluminense poursuit son action débutée il y a 10 ans avec l'association « Mico Leao Dourado » pour la reforestation de la forêt du bassin versant, habitat du Tamarin-lion doré. En 2019, l'entreprise a prolongé son partenariat en vue d'agir en matière d'agroforesterie. Depuis l'origine de ce projet, ce sont près de 10 hectares de forêts et systèmes agroforestiers qui ont été reboisés avec le support direct d'EDF ;
- en Chine, le mois franco-chinois de l'environnement consistant en une série d'événements culturels, scientifiques et artistiques placés en 2020 sous le signe de la biodiversité ;
- en 2020, la Fondation EDF a soutenu 22 actions et projets en faveur de la biodiversité pour 50 250 personnes sensibilisées ou formées et plus de 1,7 million de bénéficiaires.

3.2.2 Gestion responsable du foncier

Le Groupe veut agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou utilise en concession. Dans ce cadre, le Groupe s'engage à accorder la plus grande importance à la sobriété foncière, à la densité énergétique de ses projets [2], à prévenir les risques de pollutions, à réduire l'imperméabilisation et limiter l'artificialisation des sols [3], à valoriser le foncier en conformité avec la réglementation (concessions).

3.2.2.1 Densité énergétique des projets

En fonction du mode de production, la puissance nominale installée des outils industriels est plus ou moins concentrée sur une surface donnée. L'intensité d'usage des sols par type de production d'électricité a été évaluée avec les résultats suivants [4] :

Intensité d'usage des sols *(m^2/MWh)*	
Nucléaire	0,1
Gaz Naturel	0,2
Charbon	0,2 à 5
Eolien	1
Géothermie	2,5
Solaire – PV	10
Grande Hydraulique	10
Solaire – CSP	15
Biomasse	500
Biocarburants	230 à 500

Les nouveaux aménagements industriels sont positionnés préférentiellement sur des sites déjà artificialisés afin de limiter l'emprise sur de nouveaux terrains. Les opérations d'expertise et de réhabilitation des sites sont réalisés par les entités d'ingénierie internes à EDF spécialisées dans le domaine, avec l'appui de prestataires externes.

S'agissant des systèmes de production centralisés, une cartographie et un zonage des surfaces de terrain à usage industriel sont systématiquement réalisés. Des diagnostics sont réalisés en partenariat avec des associations environnementales afin de valoriser les écosystèmes existants. Cette démarche a par exemple été menée en 2020 sur la centrale nucléaire de Saint-Alban.

En matière de nouvelles énergies renouvelables, les implantations priorisent les friches industrielles et les propriétés du Groupe, à commencer par les sites en exploitation. Ainsi par exemple de l'installation de panneaux photovoltaïques sur les constructions neuves des centrales, les toits ou la mise en place d'ombrières à hauteur de 14 402 modules photovoltaïques pour une puissance de 6,2 MW [5] au Blayais, ainsi qu'à Cruas ou Saint-Alban.

En matière de développement de projets photovoltaïques au sol impliquant des terres agricoles au sein des territoires, EDF Renouvelables, Chambres d'agriculture France et la FNSEA ont signé, le 19 janvier 2021, une charte de bonnes pratiques centrée sur une utilisation responsable et concertée des sols. Au terme de deux années de travail d'analyse et de concertation, cette charte permet de concilier préservation des terres, pérennité de l'activité agricole et développement raisonné de l'énergie solaire photovoltaïque, composante essentielle de la transition énergétique [6].

(1) Voir section 3.5.2.5.10 « Communication responsable ».

(2) Puissance/Surface.

(3) EDF note que le projet de loi « portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets », tel que transmis à l'Assemblée nationale le 10 février 2021 vise un objectif programmatique de réduction par deux du rythme d'artificialisation sur les dix prochaines années par rapport à la décennie précédente.

(4) Observatoire de la biodiversité, mai 2018.

(5) Soit 514 t de CO_2 évitées.

(6) chambres-agriculture.fr/actualites/toutes-les-actualites/detail-de-lactualite/actualites/chambres-dagriculture-france-la-fnsea-et-edf-renouvelables-signent-une-charte-sur-le-photovoltaique/

3.2.2.2 Gestion des sols et eaux souterraines

La pollution des sols et des eaux souterraines figure au titre des impacts potentiels des activités industrielles du Groupe sur l'environnement. Le Groupe possède ou utilise en concession des actifs fonciers importants. Les politiques environnementales des entités visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur ces milieux. L'utilisation des sols et l'usage des eaux souterraines fait l'objet d'un suivi au titre des actions biodiversité (voir la section 3.2.1 « Biodiversité ») et de la surveillance des nappes (voir la section 3.2.3.1 "Soutenabilité de nos usages de l'eau").

Prévention des impacts

La prévention des impacts repose sur une démarche de type « défense en profondeur » et des moyens de protection opérationnels sur tous les sites industriels :

- maintien en conformité des dispositifs de protection (barrière entre substances et environnement) ;
- maîtrise des opérations de gestion des effluents et des déchets ;
- entretien et surveillance des ouvrages ultimes de rétentions ; maintien de la propreté radiologique et chimique surfacique des sols pour les sites industriels ;
- surveillance physico-chimique et radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites par l'intermédiaire d'un réseau dense de piézomètre permettant de contrôler l'état géochimique des nappes, des bassins de rétentions sur les lieux de stockage d'effluent chimique ;
- renforcement des moyens de protection lors des transports des combustibles ou déchets ;
- présence de kits d'urgence en cas de déversement et réalisation d'exercices associés ;
- ainsi que des procédures opérationnelles ;
- une sensibilisation des exploitants et prestataires par des formations adaptées.

Ces mesures de prévention s'appuient sur les études d'impact et de danger relatives aux ouvrages et s'enrichissent lors des réexamens périodiques.

Optimisation de l'utilisation des sols

Afin de maîtriser les situations, sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, les plans d'actions en place se composent de quatre étapes : l'inventaire des sites fonciers ; l'identification des pollutions potentielles ; l'analyse des sols ; leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution, d'élaborer un plan de gestion et d'envisager l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

Des plans d'actions spécifiques sont menés pour limiter le recours aux produits phytosanitaires.

- la Direction Immobilière d'EDF s'était fixée comme objectif d'abandonner tous les produits phytosanitaires d'ici 2022 pour tous les espaces, non sensibles aux questions de sûreté-sécurité, des sites industriels continentaux. D'autres entités n'utilisent plus de produits de ce type [1] ;
- le gestionnaire de réseau de distributon Enedis a pour objectif d'atteindre le « zéro phyto » en 2021 pour entretenir les espaces verts des sites tertiaires et, à compter de 2024, pour les sites industriels (postes-sources).

Les actions menées sont variées : techniques alternatives au désherbage chimique (mécaniques, thermiques…) ; protocoles de gestion de la végétation (EDF Renouvelables et EDF R&D) (gestion différenciée, moutons, etc.) ; prescriptions vis-à-vis des entreprises en charge de l'entretien des espaces. Ces actions sont accompagnées de programmes de formation et de sensibilisation.

3.2.3 Gestion intégrée et durable de l'eau

En tant que gestionnaire et utilisateur important de la ressource en eau, le groupe EDF veut agir en faveur d'une gestion intégrée et responsable de l'eau. À ce titre, le Groupe s'engage à :

- protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif que qualitatif ; ainsi, chaque site produisant de l'énergie prévoira, évaluera et rendra compte de la soutenabilité de son usage de l'eau en utilisant une méthode interne au groupe EDF (dans l'attente d'une méthode internationale reconnue) ;
- partager l'eau au sein des territoires dans lesquels il agit en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau (multi-usages sous contraintes climatiques).

EDF contribue à différents travaux internationaux dans le domaine de l'eau (Conseil d'administration de l'IHA, Conseil d'administration du Partenariat Français pour l'Eau, membre du Conseil Mondial de l'Eau…) et, en tant que représentant de l'UFE à Eurelectric, participe au travail de la Commission européenne sur la directive-cadre sur l'eau.

3.2.3.1 Soutenabilité de nos usages de l'eau

En France métropolitaine, les barrages exploités par EDF permettent le stockage de plus de 7 milliards de mètres cubes d'eau.

À l'échelle du Groupe, environ 45 milliards de mètres cubes d'eau sont prélevés pour le refroidissement des moyens de production thermique, dont 99 % sont restitués dans le milieu naturel et réutilisables presque instantanément, ce qui fait d'EDF un important préleveur mais un faible consommateur d'eau.

Chaque année, plusieurs millions d'euros sont consacrés à la R&D dans le domaine de l'eau. Cela s'est traduit en 2019 par le lancement du projet « Visi'Eau », couvrant différents axes de recherche de la source froide à la modélisation hydrologique d'un bassin-versant, pour un montant de 9 millions d'euros sur 4 ans.

3.2.3.1.1 Des résultats performants en termes d'intensité eau

L'essentiel du prélèvement d'eau de ses installations se fait en France (80 %) et au Royaume-Uni (18 %) dans des zones où il n'y a pas de stress hydrique permanent. Un grand nombre d'installations nucléaires et thermiques est implanté en bord de mer et n'utilise donc pas d'eau douce.

L'exposition au stress hydrique

L'exposition au stress hydrique des moyens de production du Groupe a été évaluée par 4 différents outils internationaux (*Blue Water Scarcity* de WFN, Aqueduct [2] de WRI, AWARE du projet WULCA et WEI+ de l'EEA). Ils n'indiquent pas de prélèvement d'eau douce dans des zones stressées en France, à l'exception d'Aqueduct. Le stress hydrique de référence (*Baseline Water Stress* – BWS) est calculé comme le rapport entre le prélèvement annuel d'eau et la disponibilité annuelle moyenne de l'eau pendant la période 1950-2010 pour 215 sous bassins en France.

Les résultats de cette évaluation montrent que :

- quatre centrales nucléaires sont situées dans une zone de stress hydrique extrême (BWS> 80 %), mais ne sont pas exposées aux risques liés à l'eau car utilisant l'eau de mer comme source froide et ne prélevant donc pas d'eau douce ;
- cinq centrales nucléaires font face à un risque moyen à élevé (20 %<BWS<40 %), pour lesquelles des mesures spécifiques ont été prises soit lors de la conception, soit lors de l'exploitation (infrastructure, gestion de l'eau avec les acteurs locaux, etc…). Elles ne sont donc pas confrontées à des risques de pénurie d'eau. Ainsi, le réservoir de Lunax a été construit dès l'origine en amont de la centrale nucléaire de Golfech pour pallier un possible déficit d'eau de la Garonne utilisée pour son refroidissement en période de sécheresse aggravée. En 2020, Golfech a été arrêté quelques jours en période de canicule, non pas pour des questions de débit, mais à cause des températures élevées du fleuve (atteinte des limites réglementaires) ;
- trois sites thermiques à flamme sont situés dans une zone de stress hydrique pour lesquelles des mesures appropriées d'économie d'eau ont été prises sans avoir d'impact sur la production, faible pendant période estivale (en pratique, des arrêtés préfectoraux liés à la sécheresse sont promulgués chaque année pendant l'été).

(1) Cyclife, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, EDF Hydro ; ÉS a abandonné tous produits à base de glyphosate.

(2) WRI Aqueduct, développé par le World Resources Institute, est un outil cartographique permettant d'appréhender le risque associé à la ressource en eau à l'échelle mondiale.Les chercheurs du projet Aqueduct ont calculé 12 indicateurs parmi lesquels l'accès à l'eau, le stress hydrique, la sécheresse, la pression sur les nappes phréatiques, etc.

Afin de disposer d'une plus grande précision en temps et en espace de la mesure du stress hydrique qui est au mieux une moyenne mensuelle dans ces outils, EDF dispose d'un centre hydrométéorologique qui enregistre les données locales en temps réel pour toutes ses centrales. En termes de production hydraulique, les réservoirs situés en amont de bassins en situation de stress hydrique sont régulièrement sollicités pour des opérations de soutien d'étiage. EDF Hydro réévalue tous les 5 ans le productible de ces sites en prenant en compte l'évolution de l'hydrologie et des températures du fait du changement climatique. L'évolution du stress hydrique fait partie des critères utilisés pour l'évaluation de tout nouveau projet présenté en comité d'investissement (CECEG).

Prélèvements effectués

69 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe est issue du milieu marin ou estuarien, sans contrainte de disponibilité de ressource. Cette part s'élève à près de 61 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 87 % en Italie.

La baisse de production liée à l'effet Covid, associée à de nombreux arrêts de tranches et la fermeture de Fessenheim a entraîné une baisse significative des prélèvements d'eau du Groupe (- 5 %) par rapport aux cinq années précédentes principalement sur les prélèvements d'eau douce (- 13 %). La quantité d'eau douce prélevée dans les nappes phréatiques est marginale, environ 2 hm^3 soit 0,01 % de l'eau douce prélevée en surface. L'utilisation de l'eau municipale n'est pas utilisée pour les systèmes de refroidissement, mais seulement pour certaines eaux de process pour une part inférieure à 0,1 %.

Restitutions au milieu naturel

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel. Conformément aux réglementations locales en matière de prises d'eau et de rejets, les sociétés du Groupe mettent en œuvre, *via* le système de *management* de l'environnement, les moyens nécessaires au respect des conditions de quantité et qualité d'eau. Elles mettent en place, en concertation avec les parties prenantes, des mesures adaptées aux situations climatiques exceptionnelles.

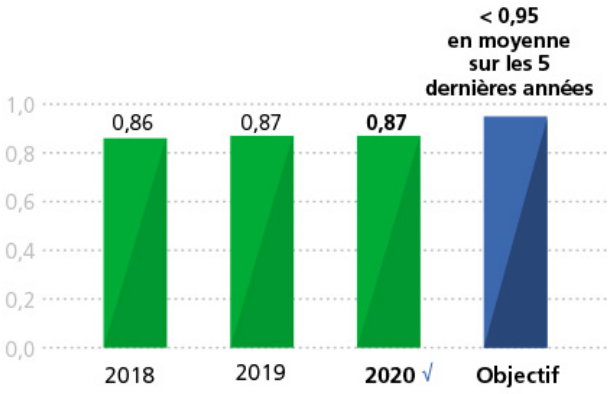
EDF assure autour des sites une surveillance des paramètres de la qualité des écosystèmes terrestre et aquatique (pH, température, conductivité, O_2, etc.), y compris les nappes souterraines. Les résultats de cette surveillance sont transmis aux administrations concernées et utilisés dans des documents destinés au public. Il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu, ni amendes environnementales, concernant l'eau en 2020.

Intensité eau

Le volume d'eau évaporée [(1)] en valeur absolue (435 hm^3) est en baisse significative de 11 %. Comme pour les prélèvements, cette baisse est principalement due au mix énergétique utilisé (baisse de la production nucléaire et arrêts de tranche). L'essentiel de ce volume se fait en France (96 %) et au Royaume-Uni (2 %). La consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produite, également appelée intensité eau, est stable par rapport à 2019 avec 0,87 l/kWh.

La moyenne de l'intensité eau sur la période 2016-2020 est de 0,87 l/kWh. L'objectif de cet indicateur est de ne pas dépasser la cible de 0,95 l/kWh en moyenne sur les cinq dernières années. L'ambition consiste à progressivement diminuer la consommation d'eau spécifique à l'horizon 2030 (en référence à 0,96 l/kWh, indicateur de 2015). Ce seuil, déjà très bas par rapport à la moyenne du secteur, notamment aux États-Unis [(2)], pourra permettre de relativiser une année climatique exceptionnelle. Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production et des actions visant à optimiser l'utilisation de l'eau, les prélèvements et consommations d'eau douce à l'échelle du Groupe devraient baisser dans les années à venir.

Intensité eau : eau consommée / production électrique du parc (l/kWh) √



Indicateur clé de performance extra-financière

√ Indicateur 2020 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

3.2.3.1.2 Optimisation de l'utilisation de l'eau et réduction de la pression sur les milieux

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre production électrique permet de garder la maîtrise de la ressource et de respecter les engagements du Groupe en matière de multi-usages de l'eau (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) et au regard des besoins des autorités locales. Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux, en réduisant sa consommation d'eau, en la réutilisant et/ou la recyclant, et en utilisant des procédés de dessalement d'eau de mer.

Réduction des consommations d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Dans les départements d'outre-mer, la R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des « aéroréfrigérants secs », réduisant les prélèvements d'eau. Les nouvelles centrales d'EDF PEI ne sont désormais plus refroidies à l'eau de mer et des citernes de récupération des eaux de pluie ont été mises en place sur certaines centrales (Guadeloupe).

Cette année, le CNPE de Golfech a terminé une expérimentation avec une PME locale pour réduire ses prélèvements d'eau en Garonne ainsi que l'utilisation des produits chimiques pour la production d'eau déminéralisée (300 000 m^3/an). Grâce à la mise en place de systèmes de réutilisation des effluents et de dessalement d'eau de mer, des réductions de prélèvement et consommation d'eau sont prévues pour 2021 sur les sites de Martigues et de Blénod. Au Chili, à la suite d'une sécheresse longue ayant fait baisser le niveau de la nappe d'un mètre en moins d'un an, des mesures spécifiques ont été prises pour la centrale de Nueva Renca, permettant de diviser par deux l'eau de process en passant de 12 t/h à 6 t/h. Au Brésil, le projet d'une seconde centrale près de Norte Fluminense envisage, dès la conception, un système de refroidissement à air, et non à eau.

Afin de réduire les fuites des consommations d'eau du parc immobilier du Groupe, un suivi est effectué par télé-relève sur 57 sites, et des mesures de réduction des consommations sont mises en place (mousseurs sur les robinets, robinets automatiques, chasses d'eau double débit…).

(1) Dont 99,5 % d'eau douce.

(2) Intensité comprise dans une fourchette allant de 1.43 à 3,54 l/kWh. Voir « *Regional water consumption for hydro and thermal electricity generation in the United States* » – Revue *Applied Energy* – mai 2017.

Réutilisation et recyclage de l'eau

La réutilisation des eaux de process et de refroidissement est mise en œuvre dans le Groupe dès que cela s'avère pertinent.

- afin de réduire l'impact sur le prélèvement d'eau douce, les possibilités d'utilisation des eaux de STEP et des eaux pluviales comme source d'eau complémentaire sont étudiées dès la conception de nouveaux réacteurs nucléaires ;
- la fourniture d'une partie de l'eau du circuit de refroidissement échauffée de certaines centrales nucléaires est autorisée dans le cadre de prescriptions réglementaires spécifiques pour des usages agricoles ou industriels. Une expérimentation est en cours à la centrale de Golfech pour réutiliser l'eau du circuit secondaire ;
- les centrales thermiques de Cordemais et Martigues récupèrent les eaux de pluie ou recyclent leurs effluents afin de réduire leur consommation d'eau de ville de moitié. Dans les grandes installations de combustion de biomasse de Dalkia, les eaux de rejet de process sont utilisées pour refroidir les cendres sous foyer des chaudières, de façon à limiter les volumes d'effluent liquide à traiter. Le nouveau centre R&D de Saclay utilise les eaux de pluie de récupération pour alimenter 50 % des eaux de toilettes du site ;
- au Royaume-Uni, l'eau de pluie est récupérée et réutilisée sur le site en construction de Hinkley Point C pour l'élimination des poussières de chantier. À la centrale nucléaire de West Burton (A), les effluents de l'usine de traitement des eaux usées ne sont plus renvoyés à la rivière mais désormais acheminés vers les bassins de la centrale pour être réutilisés dans les tours de refroidissement. Chaque année, ce sont 100 000 m^3 d'eau qui ne sont plus prélevés dans la rivière Trent ;
- en Chine, la centrale ultra-supercritique de Fuzhou réutilise toutes ses eaux de process de manière séquentielle et en fonction de la qualité de l'eau (du refroidissement à l'arrosage des cendres et des jardins).

Dessalement de l'eau de mer

EDF mène plusieurs expérimentations de dessalement sur ses sites :

- à Flamanville 3, l'unité de dessalement fonctionne depuis 2016 pour la production d'eau déminéralisée pour le process ainsi que pour les autres tranches existantes ;
- en Guadeloupe, la centrale de Jarry Sud possède une installation de dessalement d'eau de mer, évitant d'utiliser l'eau de ville et économisant près de 50 000 m^3/an d'eau douce ; un dispositif analogue est installé sur les centrales de Port Est à la Réunion et de Bellefontaine en Martinique ;
- en Italie, la centrale de Simeri Crichi est équipée de dispositifs de dessalement d'eau de mer en substitution des prélèvements d'eau douce ;
- à Martigues, le pilote d'une nouvelle technologie, en cours de test, pourrait être déployé pour produire de l'eau de process à partir d'eau de mer. Cette nouvelle technologie, appelée « AquaOmnes », consiste en une extraction des sels de chlorure de sodium (NaCl) de l'eau de mer par l'intermédiaire de résines liquides, dont la régénération est obtenue par chauffage.

3.2.3.2 Gestion intégrée et partagée de l'eau

Un nouveau record mondial de températures a été établi en 2020, et ce pour la troisième année consécutive, accroissant par là-même l'importance d'une bonne gestion de l'eau.

3.2.3.2.1 Impact des conditions climatiques sur la production d'électricité

En 2020, le parc nucléaire français a subi sa plus forte perte de production liée à l'environnement depuis 2003. À fin 2020, le cumul de perte de production liée à des événements climatiques, principalement la sécheresse, s'élève à 3 TWh soit 0,6 % de la production totale du Groupe, en raison notamment des 80 jours d'arrêts des deux tranches de Chooz (à titre comparatif : 1,4 TWh en 2019 et 2,7 TWh en 2018). C'est également le cas de la production des centrales hydroélectriques en Belgique qui, du fait de la réduction des débits des rivières, a baissé de plus de 30 % à fin septembre (132 GWh contre 178 GWh en 2019).

Au Laos, la sécheresse a conduit à une réduction de la production de Nam Theun 2, se concentrant entre juillet et septembre, trois mois habituellement très pluvieux. Grâce aux pluies d'octobre, le taux de remplissage du réservoir est passé de 17 à 58 %, mais cela reste un niveau bas (le plus bas depuis la mise en service en 2010).

3.2.3.2.2 Grâce à une bonne gestion, EDF a tenu ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes

Partout où il opère, EDF assure une gestion sobre et rigoureuse de l'eau de chaque site tout en s'inscrivant dans une logique de gestion de l'eau par bassin hydrographique.

EDF est représentée par l'UFE [1] dans les instances de gouvernance des Agences de l'Eau de chaque bassin. Les actions d'EDF s'inscrivent pleinement dans les nouveaux schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) pour la période 2016-2021. EDF s'est doté, depuis 2003, d'une instance interne de coordination de l'eau pilotée par le Directeur Exécutif Groupe en charge des énergies renouvelables. La gestion opérationnelle de l'eau est assurée par une autre instance interne (GGE) chargée d'assurer le suivi permanent des stocks d'eau afin de coordonner les différentes contraintes de production et de gestion du multi-usages de l'eau. En 2020, 660 hm^3 ont été déstockés pour répondre aux différents besoins des usagers de l'eau dans le cadre des cahiers des charges des concessions hydroélectriques ou des conventions de partage de l'eau.

EDF Hydro s'est montrée particulièrement vigilante du fait des conditions de sècheresse jointes à la forte fréquentation touristique des lacs de nos retenues. Les très faibles débits sur la Meuse et la Moselle ont entraîné la mise en application des restrictions d'évaporation définies dans les conventions internationales avec la Belgique et le Luxembourg. Ces dispositions, au bénéfice des usages en aval des centrales nucléaires frontalières, ont été intégralement respectées en dépit de pertes de production. Pour le bassin de la Garonne, la convention de soutien d'étiage a été renouvelée avec mise à disposition de volumes d'eau supplémentaire, passant ainsi de 51 à 69 Mm^3.

Voir également la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique » – « la gestion de l'accès à l'eau ».

3.2.4 Déchets et économie circulaire

Le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise. Dans ce cadre, le Groupe s'engage à :

- favoriser une approche d'économie circulaire ;
- éviter la production de déchets conventionnels [2] et favoriser le ré-emploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaine de valeur ;
- éliminer ou substituer les substances à risque pour l'environnement et les personnes par des produits plus respectueux de l'environnement ;
- et assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs.

3.2.4.1 Éco-conception

La démarche d'économie circulaire est intégrée dès la phase d'ingénierie pour les projets de construction neuve ou de modification importante de process. La conception des installations par les entités d'ingénierie s'appuie sur des démarches d'écoconception intégrant l'empreinte environnementale, la maîtrise de la production et la réutilisation des déchets tout au long du cycle de vie. À chaque étape du processus, la possibilité d'éco-construire est réinterrogée, dans un esprit d'économie de ressource, d'optimisation des matériaux et de recyclage sur l'ensemble du cycle de vie de l'installation.

Pour déployer une culture de l'économie circulaire, de nombreux leviers sont mis en œuvre [3] dont :

- l'éco-conception en phase étude : EDF Renouvelables étudie par exemple les impacts des technologies éolienne et solaire et porte une attention particulière sur la fin de vie des équipements et leur recyclabilité. Les éoliennes installées par EDF sont recyclables à 95 % ;

(1) Union Française de l'Électricité.

(2) Concernant le gaspillage alimentaire, EDF ne considère pas cette information comme une information significative. Au regard de son analyse de matérialité, EDF n'estime pasmatérielles les informations liées aux modifications de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce, s'agissant de la précarité alimentaire, du bien-être animal et del'alimentation responsable, équitable et durable.

(3) Voir aussi la section 3.2.4.2.2 « Optimisation des matériels ».

- la mise en place de prescriptions dédiées dans les cahiers des charges, des solutions techniques innovantes (séparation eau/huile des effluents hydrocarburés, décapage de l'amiante, qualification des procédés industriels limitant la production des déchets) ou de procédures internes facilitant l'anticipation sur les chantiers ;
- des actions en matière de récupération d'énergie au sein des process industriels du parc de production. La centrale de Dampierre utilise par exemple ses eaux chaudes pour alimenter des serres agricoles à proximité ;
- des actions de sensibilisation du personnel et des prestataires, par exemple sous forme de *e-learning* ou de concours. Ainsi, un concours « prévention déchets » est organisé depuis 2011, et élargi à l'ensemble du Groupe depuis 2016. Il vise à détecter et faire connaître les bonnes pratiques.

3.2.4.2 Optimiser les ressources

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès permanent, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. Elles disposent de plans d'actions visant à limiter la production de déchets et intégrés dans les programmes d'action des systèmes de *management* (EDF, Dalkia, Luminus, EDF au Royaume-Uni) avec des indicateurs associés (quantité de déchets évités, économies réalisées sur la gestion des déchets, quantité d'équipements réemployés, etc.). Il s'agit de travailler à la sobriété des consommations internes du Groupe.

Le Groupe « Déchets et Economie Circulaire » rattaché au SME d'EDF a pour mission d'éviter la production de déchets en menant des actions de prévention, d'optimisation et de recyclage.

3.2.4.2.1 Optimisation des combustibles et des matières premières

Le Groupe utilise des matières premières pour la production d'électricité et de services énergétiques. Les combustibles en constituent une part significative : uranium, gaz, charbon, gaz, fuel et biomasse. Les consommations d'électricité des auxiliaires des moyens de production (environ 20 TWh/an) sont majoritairement de l'autoconsommation électrique [(1)].

Le Groupe a choisi d'actionner plusieurs leviers afin d'optimiser les combustibles et les matières premières :

- l'évolution de son mix de production : le développement des énergies renouvelables, le déclassement de centrales thermiques, la mise en service de CCG à fort rendement (le projet Marghera Levante d'Edison vise le record européen de rendement à 63 %), l'utilisation de la biomasse par Dalkia, la modernisation du parc thermique des systèmes insulaires avec de la biomasse liquide ou solide et le remplacement des moteurs des centrales dans les DOM ;
- l'optimisation des installations existantes : l'amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement (SEI, Dalkia, EDF au Royaume-Uni) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles et de surveillance renforcée des niveaux de rendement ou de cogénération (*e-monitoring*) ;
- le choix en temps réel des moyens de production les plus performants : ces optimisations, effectuées en regard de la courbe de charge et en fonction des performances énergétiques, sont renforcées avec la certification ISO 50001 des sites thermiques (Saint-Pierre et Miquelon en 2019). Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et renforce son taux d'utilisation des ENR en substitution d'énergie fossile ;
- la mise en œuvre d'une stratégie d'économie d'uranium naturel : la maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel (voir la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le recyclage du combustible usé permet d'économiser environ 10 % d'uranium naturel ;
- les retours d'expérience : le modèle d'activité du Groupe s'appuyant sur la maîtrise du cycle complet de vie de ses installations permet de disposer d'un retour d'expérience efficace et de mettre en place des démarches d'écoconception qui se développent dans les centres d'ingénierie à l'image du projet EPR 2 (optimisation des processus de prélèvement d'eau et protection de la faune piscicole) ;
- la qualification des fournisseurs et analyses du cycle de vie : EDF Renouvelables, dont l'utilisation des matières premières est liée à la fabrication des équipements, demande la fourniture des analyses de cycle de vie de leurs produits aux turbiniers et fabricants de panneaux photovoltaïques. Parallèlement, des analyses cycles de vie sont menées sur le parc éolien afin d'optimiser l'utilisation des matières premières ;
- les analyses du cycle de vie : EDF Renouvelables, dont l'utilisation des matières premières est liée à la fabrication des équipements, mène des analyses de cycles de vie de ses technologies (éolien terrestre et en mer, solaire photovoltaïque) pour identifier les alternatives et éclairer les choix techniques ;
- l'écologie industrielle : le Groupe développe des démarches d'écologie industrielle auprès de ses différentes entités ou en appui des collectivités territoriales *via* une offre de service s'appuyant sur l'outil « RECYTER », consistant en un diagnostic territorial des flux de matières et d'énergie développé par EDF R&D.

Les consommations des différents combustibles ont diminué en 2020 : charbon (- 32 %), fioul lourd (- 6 %), gaz naturel et industriel (- 12 %). En France, la consommation de charbon d'EDF a augmenté conjoncturellement sur l'année 2020 consécutivement à la baisse de la production nucléaire décarbonée et les appels du gestionnaire du réseau pour la stabilité du système électrique. La consommation de gaz d'EDF a diminué de 12 % en raison d'une moindre consommation électrique.

Dans les activités commerciales, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie participent à la préservation des ressources. La R&D développe des programmes visant à réduire l'utilisation des matières premières à l'image de la création de Zinium, filiale du Groupe dédiée au développement de batteries zinc – air. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants (sur les matériaux et terres rares, voir aussi la section 3.2.4.3.3 « Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables »).

3.2.4.2.2 Optimisation des matériels

Lors des grands chantiers liés aux investissements réseaux (ÉS, Enedis), hydrauliques, nucléaires et thermiques, l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres, bétons, etc.) et les matériaux déposés sont valorisés.

De nombreux chantiers d'ampleur issus du programme Grand Carénage rendent disponibles un grand nombre de matériels et pièces de rechange pouvant encore servir. C'est pourquoi EDF teste en 2020 « EDF Reutiliz », une plateforme digitale de réemploi de matériels développée en vue de réduire la consommation de ressources et limiter la production de nouveaux biens. Son déploiement sera réalisé en 2021, intensifiant ainsi les opérations de réemploi déjà déployées sur le parc de production.

3.2.4.2.3 Optimisation des consommations internes

Dans un souci de sorbiété énergétique, EDF SA a pour ambition de réduire la consommation d'électricité sur tous ses sites tertiaires de 2 % par an, entre 2018 et 2021, en passant d'une consommation de 152,5 kWh/m^2 en 2018 à 146 kWh/m^2 en 2021 soit une économie estimée à 58 GWh sur la période. Différentes mesures sont mises en place pour atteindre cet objectif ambitieux : la densification de l'occupation, des travaux de rénovation lourds, l'amélioration de la conduite des bâtiments (éclairage LED, horloge…), le renouvellement du parc par la libération de vieux sites et la prise à bail de sites performants.

Partir du ratio au m^2 a permis de prendre en compte l'impact du renouvellement du parc dans le calcul des économies réalisées et, par extrapolation, les économies générées par les surfaces libérées. Si en 2019 le résultat était en ligne avec l'objectif, en 2020, le réalisé est en en dessous de l'objectif avec une consommation de 149,4 kWh/m^2 (- 0,24 %) du fait des contraintes liées à la crise sanitaire en matière de renouvellement d'air des bâtiments. Concernant les usages tertiaires, un vaste programme de limitation des déplacements a été mis en place dans de nombreuses entités du Groupe avec un recours massif aux vidéo-conférences et au télétravail [(2)].

(1) La production d'électricité nette prend en compte cette autoconsommation.

(2) Par ailleurs, des actions de sensibilisation (vidéos, animation du réseau social interne) à l'économie de ressources (énergie, eau, plastique avec la distribution de gourdes auxsalariés pour éviter l'usage de bouteilles en plastique à usage unique) sont régulièrement conduites dans l'ensemble du Groupe.

3.2.4.2.4 Optimisation des consommations de papier

Depuis 2012, EDF a mis en place une politique de réduction de consommation de papier au moyen de deux types d'actions :

- le développement de la facturation électronique pour les clients particuliers en remplacement de la facture papier : ce développement est favorisé par l'adoption de la loi Pacte qui permet aux fournisseurs d'énergie de proposer la facture électronique par défaut aux clients [1]. À fin 2020, 50 % des clients particuliers en France ont choisi la facturation électronique, contre 34 % à fin 2019 et 30 % à fin 2018 ;
- la mise en place d'un objectif de réduction d'achat de papier de bureau : en quatre ans, le volume annuel des impressions d'EDF a été divisé par deux, passant de 400 millions de pages en 2015 à 158 millions en 2020, en baisse d'environ 60 %.

L'accord d'intéressement signé pour 2020 contient un critère sur la baisse des impressions papier dont l'objectif de baisse est fixé à 40 %. Pour inciter le personnel à réduire les impressions papier, plusieurs mesures ont été mises en place : diminution du parc d'imprimantes, suppression des imprimantes individuelles, impression recto verso de base, généralisation des impressions sécurisées avec mot de passe et enfin, sur certains sites, des campagnes chiffrées et ciblées sont réalisées. Cet objectif de diminution fait suite à trois années de baisse des impressions (- 19 % en 2017, - 15,4 % en 2018, - 18 % en 2019). Par ailleurs, 100 % du papier utilisé est FSC (recyclable et neutre en CO_2) et dispose du label « fleur européenne ». Depuis 2018, le papier utilisé par nos fournisseurs référencés sur le marché de prestation d'éditique de masse (factures et courriers à destination des clients du Groupe ainsi que les documents de gestion RH envoyés aux salariés du Groupe) est 100 % du papier recyclé. Il est beaucoup plus sobre en consommation d'eau et d'énergie que le papier non recyclé, dépassant ainsi l'obligation imposée par la loi de transition énergétique [2] qui prévoit une exigence d'utilisation de 40 % de papier recyclé à compter du 1er janvier 2020.

3.2.4.3 Gestion et valorisation des déchets conventionnels

Les déchets dits conventionnels sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure agréée. Les déchets stockés sur site en attente d'évacuation, les matériaux réemployés sur site (cas de terres excavées et gravats [3]) et les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes, dons) ne sont pas comptabilisés. Ils ne comprennent pas les déchets radioactifs. Les cendres de charbon et le gypse issus du process font l'objet d'un bilan spécifique [4]. Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF.

3.2.4.3.1 Déchets conventionnels

En complément de la prévention, la politique environnementale du Groupe vise à améliorer la valorisation des déchets produits par les actions suivantes :

- développer la réutilisation des pièces et matériels notamment lors des déconstructions ;
- trier efficacement les déchets et les envoyer dans des filières de valorisation ou des filières dédiées (Contrats PV Cycle ou « First Solar » d'EDF Renouvelables pour les panneaux en fin de vie, location des matériels informatiques à la DSP [5]) ;
- développer des partenariats avec des acteurs du recyclage (RECYLUM pour Citelum, Veolia et Suez pour les déchets conventionnels, Ateliers du Bocage pour les cartouches d'imprimante) ;
- mettre en œuvre des pré-traitements sur site de différents déchets, afin de limiter le volume de déchets produits et de favoriser la valorisation de la fraction restante (concentration des hydrocarbures).

L'objectif de valorisation des déchets est de 90 % pour l'ensemble du Groupe d'ici 2021. Les évolutions d'une année sur l'autre sont influencées par les investissements et les programmes de déconstruction ou par des opérations de curage des barrages pour la filière hydraulique. Les déchets collectés en centre de stockage de déchets ultimes sont ceux qui n'ont pas de filières de valorisation : boues de traitement des fumées (désulfuration) ou des effluents contenant des substances dangereuses (les arrêtés préfectoraux d'autorisation imposent l'enfouissement), calorifuges et isolants minéraux (filière non disponible), déchets en mélange assimilables à des ordures ménagères. Les résultats se maintiennent à des niveaux élevés.

Gestion et valorisation des déchets conventionnels du Groupe*	2018	2019	2020
Volume déchets industriels conventionnels évacués en voie de valorisation *(en tonnes)*	414 627	631 367	494 103
Taux de valorisation déchets *(%)* – groupe EDF	87,1	92,4	91,9
Taux de valorisation déchets *(%)* – EDF	92,4	96,9	96,4
Taux de valorisation déchets *(%)* – EDF au Royaume-Uni	95,7	78,5	81,6

* *Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.7.2.3 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ».*

3.2.4.3.2 Produits de combustion

Issues de la combustion du charbon pour la production d'électricité, les cendres de charbon disposent de propriétés permettant leur valorisation dans divers usages (notamment ciment et béton). En France, ces cendres sont classées comme des déchets non dangereux non inertes. Chaque année, EDF SA vise à valoriser non seulement les cendres produites dans l'année (quantité proportionnelle à l'électricité produite à partir de charbon), mais aussi une partie des stocks de cendres historiques.

En 2018, EDF SA a produit 128 000 t et valorisé 157 500 t de cendres ce qui correspond à un taux de valorisation de 123 %.

En 2019, le taux de valorisation des cendres était de 373 %, la production d'électricité à partir de ce combustible ayant été historiquement faible (31 500 t de cendres produites) tandis que la valorisation de cendres s'était maintenue à un niveau élevé (117 500 t de cendres valorisées).

En 2020, la crise sanitaire a durement pénalisé le secteur du BTP dans lequel est actuellement valorisée la quasi-totalité des cendres d'EDF. Par ailleurs, la production d'électricité à partir du charbon s'est maintenue au niveau de l'année précédente. Dans ces conditions, EDF SA a produit 33 461 t et valorisé 36 250 t de cendres ce qui correspond à un taux de valorisation de 108 %.

Le Groupe a également engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, des sédiments et des boues et participe activement aux travaux de l'association RECORD pour développer des méthodes et des outils en relation avec d'autres industriels [6]. Les essais des années antérieures à la production hydraulique pour valoriser les sédiments en tant que sols se sont concrétisés par de hauts niveaux de valorisation en 2019. Dalkia Wastenergy participe activement à un projet de recherche de valorisation des Combustibles Solides de Récupération (CSR) appelé TERRACOTA et soutenu par l'ADEME.

(1) Le client a bien sûr le choix *via* l'option « d'op out ».

(2) Loi n° 2015-992 du 17 août 2015.

(3) Dans le cadre de chantiers de construction ou de déconstruction, EDF réutilise les terres excavées comme remblais destinés à de nouveaux aménagements.

(4) Compte tenu des quantités produites et des débouchés qui permettent leur valorisation (filière cimentière principalement).

(5) Direction des Services Partagés.

(6) Parmi les nombreux exemples, citons la fourniture gratuite des eaux tièdes de la centrale de Gravelines à la ferme aquacole Aquanord, où grâce à l'installation de canalisations récupérant l'eau tiède dans le canal, la ferme aquacole en reçoit 10 m³ par seconde, sans système de chauffage d'eau (voir le guide EDF économie circulaire et territoires, 2020).

3.2.4.3.3 Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables

Recyclage des éoliennes

La quasi-totalité des composants d'une éolienne se recycle, à l'exception des pales et des aimants permanents. Composée essentiellement de béton, d'acier/fonte, de cuivre et d'aluminium, la structure d'une éolienne est recyclable à 90 %. Fondations béton inclues, ce chiffre atteint 98 %. Les éléments difficilement recyclables sont les pales en matériaux composites. Elles représentent environ 10 % du poids d'une éolienne (2 % fondations inclues). La solution de traitement la plus mature est pour l'instant la valorisation énergétique. Le recyclage des pales et des composants de l'éolienne qui ne sont pas recyclés actuellement font l'objet de diverses expérimentations et projets pilotes sur lesquels EDF Renouvelables travaille, en coordination avec la R&D d'EDF. On peut citer la valorisation des pales en fibre de verre et transformation en granulats pour intégration dans du béton ou de l'agrégat de bois ; la réutilisation pour du mobilier urbain, parcs de jeux ou murs anti-bruits ; la pyrolyse pour récupération des fibres de verre ou de carbone ; les nouvelles technologies de matériaux facilement recyclables pour les futures pales.

Les terres rares [(1)] représentent un enjeu pour l'éolien, et ce uniquement pour les technologies utilisant des aimants permanents, c'est à dire les éoliennes « PMG » (*Permanent Magnet Generator*). Celles-ci peuvent contenir plusieurs terres rares : néodyme, dysprosium, praséodyme, ou parfois terbium dans leurs aimants permanents. Les aimants représentent en moyenne 600 à 700 Kg/MW en *Direct Drive* (utilisé principalement *offshore*), et 80 à 160 Kg/MW en *Gearbox* (utilisé principalement pour le terrestre). Les éoliennes *Direct Drive* ne contiennent pas toutes des terres rares.

En raison des faibles volumes, il n'existe pas encore de filière industrielle de recyclage des aimants permanents en vue de réutiliser les terres rares. Le recyclage des aimants permanents est à l'étude et les premiers projets émergent. Des fabricants travaillent à la création d'éoliennes à aimants permanents sans terres rares.

Recyclage des panneaux photovoltaïques

En Europe, le recyclage des panneaux photovoltaïque est régi par la directive européenne « DEEE » (déchets d'équipements électriques et électroniques). Les fournisseurs sont responsables du traitement de leurs produits en fin de vie. Plus de 95 % des composants sont recyclables et des éco-organismes assurent la collecte et le traitement. Les terres rares n'entrent pas dans la fabrication des panneaux photovoltaïques.

En France, PV Cycle assure la collecte en fin de vie (l'éco-participation moyenne à l'achat de l'équipement est de 70 centimes d'euro par panneau), et la première usine de recyclage PV a ouvert à Rousset en 2018, qui valorise les panneaux « silicium cristallin ». Les matériaux sont isolés et redirigés vers diverses filières industrielles : le silicium vers les filières de métaux précieux, le cadre en aluminium vers les affineries d'aluminium, le verre dans le secteur verrier, les boîtiers de raccordement et les câbles sont broyés et vendus sous forme de grenaille de cuivre, et le plastique sert de combustible de récupération en cimenteries.

Hors UE, il s'agit pour EDF de contribuer à la création de filières de recyclage dans les pays où le Groupe est présent.

3.2.4.4 Assumer notre responsabilité vis-à-vis des déchets radioactifs

3.2.4.4.1 Optimisation des déchets radioactifs

La France dispose d'un cadre législatif et réglementaire exigeant qui structure la gestion industrielle des déchets et matières radioactifs, prévoit les compléments et améliorations nécessaires, et sécurise le financement de l'ensemble. Le Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR) en est une composante essentielle. Piloté par le ministère de la Transition écologique et l'ASN et actualisé tous les 3 ans, le PNGMDR définit les orientations de la gestion des matières et déchets radioactifs en France. Il identifie les études, actions et développement de filières ou d'installations nécessaires. Les parties prenantes (dont les associations) sont impliquées dans ces travaux.

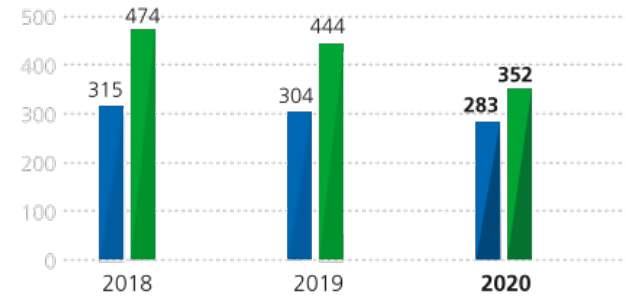
Pour la première fois, le PNGMDR 19-21 (5e édition) a fait l'objet d'un débat public qui s'est tenu en 2019 [(2)].

3.2.4.4.2 Gestion des déchets radioactifs

EDF, acteur de la gestion de ses déchets, a mis en place un dispositif industriel de gestion de ses déchets de fonctionnement et de démantèlement des centrales, qui permet d'ores et déjà une gestion sûre de tous les déchets issus de la production d'électricité d'origine nucléaire, dans le respect de l'environnement et de la santé des populations et des personnels concernés. EDF continue à travailler à renforcer ce dispositif de manière à optimiser cette gestion. En particulier, EDF s'attache à réduire « à la source » les quantités et la nocivité des déchets produits *via* des dispositions de conception, l'optimisation et l'adaptation du zonage déchets, la définition et l'optimisation des opérations d'assainissement des sols et structures dans les principes des guides ASN et le développement et la promotion de bonnes pratiques d'exploitation en tirant parti de l'effet parc des tranches REP. En complément, les installations de fusion et d'incinération de Centraco permettent de réduire encore les volumes de déchets stockés.

Les déchets issus de centrales en fonctionnement en France et au Royaume-Uni (production de l'électricité) sont traduits ici par deux indicateurs : le volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués (m^3) pour le Royaume-Uni et le volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité Vie Longue (m^3) pour la France.

Volume de déchets radioactifs solides (m^3)



Indicateur clé de performance extra-financière

La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

En France, la baisse des volumes de productions de déchets radioactifs HA et MAVL est corrélée avec la diminution de la consommation de combustible sur l'année 2020 compte tenu d'une production d'électricité réduite en raison des effets de la crise de la Covid. Au Royaume-Uni, la décroissance des volumes de déchets TFA traduit la baisse des volumes expédiés en filière agrée en raison de la baisse d'activité liée également liée à la crise sanitaire.

En complément aux indicateurs précédents, les centrales de production en fonctionnement en France sont concernées par les déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (TFA) et par les déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMAvc). Le volume des déchets TFA en 2020 est de 2 597 m^3, contre 3 101 m^3 en 2019 et 3 289 m^3 en 2018. Le volume des déchets FMAvc en 2020 est de 5 429 m^3 contre 5 734 m^3 en 2019 et 5 827 m^3 en 2018.

Au périmètre du Groupe au Royaume-Uni, les déchets radioactifs à Moyenne Activité générés sont de 161 m^3 en 2020, stables par rapport à 2019 et 2018.

(1) Les « terres rares » constituent l'une des catégories des métaux rares regroupant un ensemble de 17 métaux dont les propriétés chimiques sont nécessaires à la fabrication d'appareils de haute technologie. D'autres métaux sont considérés comme « rares » ou « critiques » mais ne sont pas des terres rares, par exemple le cobalt ou le lithium.

(2) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « les enjeux du nucléaire » - « Le cycle du combustible nucléaire ».

3.2.4.4.3 Déconstruction et déchets radioactifs

Les déchets issus de la déconstruction des centrales et des activités industrielles associées sont identifiés en France par les indicateurs des déchets radioactifs solides de déconstruction et industriels de Très Faible Activité (TFA) et les déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA). Pour le Groupe en France, le volume des déchets TFA est de 2 007 m^3 en 2020, contre 2 481 m^3 en 2019 et 4 111 m^3 en 2018. Le volume des déchets FMA est de 251 m^3 en 2020, contre 785 m^3 en 2019 et 321 m^3 en 2018.

Les déchets issus des activités industrielles de Framatome, en Belgique et aux USA, sont identifiés par les indicateurs des déchets radioactifs de classe A. Aux USA le volume des déchets classe A est de 378 m^3 en 2020, contre 235 m^3 en 2019 et 208 m^3 en 2018. En Belgique, les activités de déconstruction sur le site de Dessel sont en cours de finalisation et n'ont pas produit de déchets Classe A en 2020, tandis qu'ils étaient de 87 m^3 en 2019 et 168 m^3 en 2018. Pour les précisions méthodologiques liés à ces données, voir la section 3.7.2.2 « Précisions sur les autres indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux ».

Concernant les matériaux métalliques dont l'activité est très en dessous des seuils d'innocuité, EDF soutient l'homogénéisation de la réglementation française avec le cadre réglementaire Européen (seuils de « libération ») pour permettre, après traitement et contrôle dans une installation dédiée, le recyclage dans le domaine conventionnel d'une part importante des matériaux métalliques issus de la déconstruction. En effet, actuellement, en France, tout déchet issu d'une « zone à production potentielle de déchets nucléaires », quelle que soit son activité, est considéré comme déchet radioactif et ne peut être recyclé hors du domaine nucléaire.

3.2.4.4.4 Le nucléaire et les critères de « DNSH » dans le cadre de la taxonomie européenne

Les travaux conduits en 2019 par la Commission européenne pour établir la classification des activités économiques durables ont acté l'énergie nucléaire comme un contributeur à la lutte contre le changement climatique : l'énergie nucléaire répond au premier objectif environnemental de la taxonomie.

Un complément d'expertise a été demandé pour vérifier l'absence de préjudice au regard des autres objectifs (*Do No Significant Harm to the Environnement*, DNSH). Une étude spécifique a été confiée à l'institut de recherche officiel de la Commission, le Joint Research Centre (JRC) pour évaluer l'énergie nucléaire au regard de ces critères dont les résultats sont attendus début 2021.

En parallèle, des études récentes montrent que la technologie nucléaire a sa place dans la taxonomie européenne :

- ARUP [(1)], bureau d'ingénierie anglo-saxon qui conclut que « *the sector is more than compliant and in a strong position to benefit from sustainable funding* » ;
- CEPN, cabinet d'expertise français spécialiste en radioprotection qui a réalisé une étude s'appuyant sur des documents publics uniquement [(2)]. Cette étude valide la robustesse des standards de sureté qui impliquent un niveau élevé de protection de l'environnement : la gestion des déchets radioactifs répond aux objectifs environnementaux du DNSH. L'énergie nucléaire répond à l'ensemble des objectifs fixés par la taxonomie européenne. Les installations présentes et futures d'entreposage et de stockage des déchets radioactifs garantissent un nucléaire durable.

3.3 Bien-être et solidarité

Le bien-être des personnes et le développement de la solidarité sont des enjeux majeurs de la raison d'être du Groupe. Cela concerne aussi bien ses salariés que l'ensemble de ses parties prenantes. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la santé et la sécurité de tous, l'éthique et les droits humains, l'action en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion, la lutte contre la précarité énergétique et pour l'innovation sociale.

BIEN-ÊTRE ET SOLIDARITÉ

ENGAGEMENTS, POLITIQUES ET ACTIONS AU REGARD DES ENJEUX RSE	CONTRIBUTION AUX OBJECTIFS DD DE L'ONU	INDICATEURS-CLÉS DE PERFORMANCE
SANTÉ ET SÉCURITÉ DE TOUS		Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES
		LTIR Global (Salariés et prestataires)
		Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)
ETHIQUE, CONFORMITÉ ET DROITS HUMAINS		Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption
EGALITÉ, DIVERSITÉ ET INCLUSION		Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe
		Taux de salariés ayant suivi une action de développement des compétences
		Taux de salariés couverts par une convention collective
PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE ET INNOVATION SOCIALE		Nombre d'accompagnements énergie

* *Pour l'indicateur concernant le dialogue social et le développement associé, voir la section 3.5.2.4 « Dialogue social ».*

3.3.1 Santé et sécurité de tous

EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. À ce titre, le Groupe s'engage à développer les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, des politiques santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psychosociaux, adapter les modes d'organisation du travail à l'aune du bien-être, garantir un haut niveau de protection sociale…) ou encore des offres commerciales liées au confort et au bien-être, de développement de la qualité de l'air, et de réduction des nuisances sonores, visuelles ou lumineuses.

(1) www.arup.com/projects/eu-sustainable-finance-taxonomy.

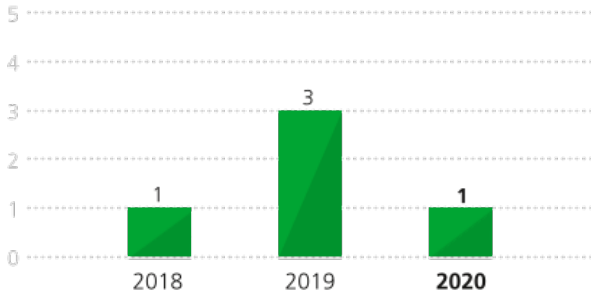
(2) cepn.asso.fr/publications/rapports/264-environmental-impacts-associated-with-radioactive-waste-management-a-review-of-standards-and-practices-according-to-the-do-not significant-harm-approach-of-the-european-taxonomy.html

3.3.1.1 Sûreté nucléaire

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte, dès la conception des ouvrages, et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO [1] et audits OSART [2]) conduits par les experts de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN. Au Royaume-Uni, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives. La politique « Sûreté Nucléaire du groupe EDF » a été redéfinie en 2017 [3].

Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à deux sur l'échelle INES



Indicateur clé de performance extra-financière

La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

3.3.1.2 Sûreté hydraulique

L'âge moyen du parc hydraulique français est de 75 ans [4]. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. À l'instar de la politique de sûreté nucléaire, la politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et une amélioration continue (voir la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique »).

3.3.1.3 Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur de la stratégie CAP 2030, élément clef de la performance du Groupe. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, EDF se doit de rester un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de santé.

3.3.1.3.1 Politique santé sécurité

La politique santé et sécurité du Groupe, adoptée en avril 2018, s'appuie sur un engagement signé par le Président et tous les membres du Comité exécutif. Elle définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leurs plans d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF, dans tous les pays où EDF opère. Elle concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux. Cet engagement s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés. Une revue des résultats santé sécurité et du suivi des plans d'actions est réalisée régulièrement par le Comité exécutif. Depuis 2015, un comité stratégique composé de dirigeants missionnés par les membres du Comité exécutif pilote le déploiement de la politique et prépare les décisions soumises au Comité exécutif.

Le Groupe a pour ambition d'être une référence en matière de santé et de sécurité. La première priorité est l'éradication des accidents mortels, viennent ensuite la réduction du nombre d'accidents et la lutte contre l'absentéisme. Cette ambition et ces priorités pour les années à venir se déclinent dans toutes les sociétés du Groupe.

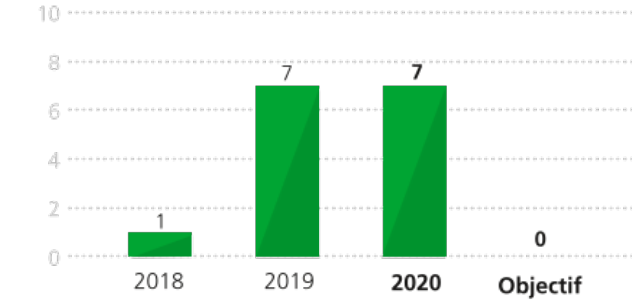
3.3.1.3.2 Eradication des accidents mortels

En 2020, et dans la continuité des actions initiées depuis 2015, le Groupe centre son engagement sur les 10 règles vitales, sélectionnées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années, que chacun doit observer dans la réalisation de son travail pour éviter les accidents graves, se protéger et protéger son entourage.

Afin d'entretenir la culture sécurité et la conscience du risque, une collecte des Evénements à Haut Potentiel (HPE) est organisée, dont plus de la moitié sont des presque accidents ou situations dangereuses. L'analyse de ces événements est partagée à l'échelle du Groupe, un accent particulier étant porté sur ceux qui sont liés aux 10 règles vitales du Groupe.

Sept accidents mortels directement liés à l'activité professionnelle se sont produits en 2020 [5].

Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)



Indicateur clé de performance extra-financière

Face à cette situation, le Comité exécutif a demandé à ce que les métiers travaillent à renforcer l'appropriation des règles vitales par tous les salariés du Groupe et les prestataires et que les *managers* diffusent de façon importante les démarches de vigilance partagée dans leurs équipes. Le Président a ainsi décidé d'organiser un « STOP sécurité » dans tout le Groupe. Le 20 octobre dernier, toutes les équipes ont été réunies pour partager autour des enjeux de sécurité. Ces réunions sont centrées sur le respect des règles vitales ainsi que sur les difficultés rencontrées dans l'application des règles. Elles se traduisent par des actions concrètes mises en œuvre au sein de chaque équipe, dont le suivi est assuré par la DRH Groupe.

Le développement de la Vigilance Partagée qui marque l'engagement individuel de tous et de chacun dans une culture sécurité de toute l'entreprise, est un axe essentiel pour progresser dans le domaine de la prévention. Les salariés sont encouragés à se former à partir d'un *e-learning* construit par la Safety Academy. Ainsi, en 2020, 18 459 salariés d'EDF ont suivi un module de formation sur ce sujet, au-delà de la cible de 15 000 parcours fixée dans le cadre de l'accord d'intéressement d'EDF. Cette action complète la mobilisation engagée les années précédentes sur le sujet de la vigilance partagée, thème de formation suivi par plus de 25 775 salariés en 2018 et 2019.

(1) World Association of Nuclear Operators, Association mondiale des exploitants nucléaires.

(2) Operational Safety Review Team.

(3) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « les enjeux du nucléaire » - « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection » en France et pour le Royaume-Uni la section 1.4.5.1.2.1 « la production nucléaire ».

(4) Moyenne arithmétique.

(5) La méthodologie associée à cet indicateur est précisée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

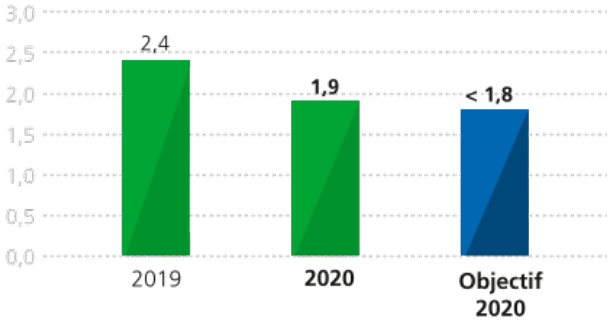
En 2020, un focus important a été porté sur la situation des salariés prestataires. Les critères de mieux-disance ont été revus et leur intégration dans les contrats s'est fortement développée. Le renseignement d'une autoévaluation santé sécurité par chaque entreprise déposant une offre a été instauré comme critère de recevabilité. En complément des actions déjà conduites par les entités et filiales du Groupe, un groupe de travail réunissant une vingtaine d'entreprises prestataires a été mis en place en novembre 2020 au niveau du Groupe pour définir des leviers communs de progrès. Une enquête a par ailleurs été lancée en décembre 2020 pour recueillir directement l'avis des salariés prestataires présents sur le terrain.

Diminuer les accidents du travail

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, EDF a mis en place un nouvel indicateur « LTIR » correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons. Cet indicateur, suivi depuis 2017, est communiqué depuis 2019.

Les objectifs 2020 portés par la politique santé sécurité sont désormais exprimés à partir de ce nouvel indicateur (LTIR EDF inférieur à 1,4 et LTIR global : EDF + prestataires inférieur à 1,8). Une amélioration globale des différents LTIR est observée, permettant au Groupe d'atteindre les objectifs fixés dans le cadre de la politique santé sécurité. Le développement du travail à distance au cours de la crise sanitaire a entrainé une réduction significative des accidents de plain-pied (et donc du LTIR), en particulier pour les salariés du groupe EDF [1].

LTIR global (salariés et prestataires)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

Précisions sur les accidents du travail et les maladies professionnelles [2]

Groupe EDF	Unité	2018	2019	2020
LTIR salariés du Groupe		2,0	1,8	1,4
Accidents du travail salariés (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	667	434	351
Taux de gravité		0,13	0,14	0,13
Maladies professionnelles	Nombre	nd	63	41

En ce qui concerne les maladies professionnelles, la baisse observée depuis quelques années s'explique par la réduction des déclarations de pathologies liées à l'amiante, confirmant l'effet des mesures de prévention et de protection mises en place dans l'entreprise.

3.3.1.3.3 Bien-être et risques psychosociaux

Lutte contre l'absentéisme, prévention des risques psycho sociaux, et amélioration du bien-être au travail

Parmi les axes de travail les plus importants, la prévention des troubles anxio-dépressifs, du stress et des troubles musculo-squelettiques (TMS), qui constituent les trois causes principales d'absentéisme, font régulièrement l'objet d'initiatives pour développer la prévention.

Le développement des projets de responsabilisation des équipes a permis une baisse significative de l'absentéisme des salariés des équipes engagées, illustrant l'impact positif sur les questions de santé de l'amélioration de la qualité de vie dans les collectifs mais aussi l'engagement et le sens du travail.

	2018	2019	2020
Nombre de jours d'absence par salarié et par an	9,1	9,1	8,8

De la santé au travail au concept de santé globale

Le groupe EDF emploie du personnel spécialisé en santé au travail. Le Groupe emploie également des médecins experts en toxicologie, en ergonomie, en épidémiologie, en secourisme, en radioprotection. Outre le suivi médical des salariés, ces personnels de santé sont impliqués dans la mise en place des programmes de prévention et sont parties prenantes de toutes les instances de dialogue social, dans le domaine de la santé au travail, permettant de réduire l'absentéisme et les maladies professionnelles.

Fort de l'appui apporté par ses équipes médicales et les responsables sécurité de ses entités, le groupe EDF s'engage aussi sur les sujets de santé publique tels que la prévention des addictions et la prévention du risque cardiovasculaire. En 2020, le groupe EDF s'est engagé auprès de Santé Publique France dans le cadre de l'opération « 1 Moi(s) sans tabac » et a décidé de rejoindre l'opération nationale « Les Employeurs pour la Santé ». Ces initiatives permettent de renforcer la mobilisation des salariés avec le relais de tous les acteurs de la filière santé sécurité de l'entreprise.

Dans le contexte de la préparation des Jeux Olympiques de 2024, que soutient activement le Groupe, un projet a été initié pour bénéficier de l'appui du TEAM EDF [3], un collectif de 28 athlètes, sportifs de haut niveau qui accompagnent le Groupe et incarnent les enjeux environnementaux, sociaux et sociétaux du Groupe. L'objectif est de développer, en lien avec les équipes médicales, une émulation positive collective sur le thème « Sport et Santé », *a fortiori* du fait de la crise sanitaire et du confinement.

(1) L'objectif à horizon 2023 consistera à maintenir un niveau de LTIR inférieur à 1,8.

(2) Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.7.2.3 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant la DPEF ».

(3) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/fondation-et-mecenat-patrimoine-sport/sport/team-edf#plus-grand-plus-fort-le-team-edf-se-renforce.

3.3.1.3.4 Bien-être, organisation et temps de travail

Pour répondre aux besoins liés à l'activité de chaque société, et notamment la continuité de l'exploitation, les salariés du Groupe peuvent être amenés à travailler en service continu ou à assurer une astreinte en dehors des heures ouvrables. Ces dispositions sont adaptées au fil du temps en fonction de l'évolution du contexte de chaque société, de la législation et de nouvelles pratiques d'organisation du travail permises notamment par l'évolution des technologies de la communication. Pour les sociétés implantées en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

Les entreprises du Groupe cherchent à moderniser l'organisation du temps de travail afin de favoriser l'agilité et la responsabilisation des salariés. Après la mise en œuvre des accords « forfaits jours » dans la plupart des sociétés du Groupe (EDF, PEI, Sowee…), auxquels les cadres ont massivement adhéré, le groupe EDF, dans le cadre du projet de transformation CAP 2030 a mis en œuvre des politiques d'organisation du travail répondant aux enjeux de simplification, de responsabilisation et d'innovation :

- pour EDF, un accord télétravail a été signé pour l'ensemble des salariés ainsi qu'un accord sur l'organisation du travail mettant en place des projets collectifs de fonctionnement dans chaque équipe de travail. En lien avec les apprentissages de la crise sanitaire, des expérimentations sont lancées pour continuer à faire évoluer l'organisation du travail et ouvrir une nouvelle négociation sur ce sujet ;
- la dématérialisation importante et automatisation de certaines tâches exemple signature électronique, développement des outils collaboratifs à distance ;
- les différents dispositifs de travail à distance, « Welcome » (pouvoir travailler régulièrement sur un autre site du Groupe plus proche de son domicile), « Mon Job en proximité » (avoir un site de travail de référence proche de son domicile et à distance du reste de son équipe), sont également en cours de déploiement à EDF afin de lever les freins à la mobilité et d'équilibrer vie professionnelle et vie privée ;
- plusieurs démarches de responsabilisation des équipes sont déployées dans le cadre du programme « osons la confiance » afin de confier aux équipes un plus grand pouvoir d'initiative et de décision, au service de l'engagement et de la performance.

Le contexte exceptionnel connu en 2020 a montré toute la pertinence de capitaliser sur les expériences conduites autour de ces sujets de responsabilisation, de nouvelles approches d'organisation du travail, de travail à distance et de télétravail dans les différents métiers de l'entreprise. Il a renforcé l'impulsion managériale autour de ces attentes du « travailler autrement, *manager* autrement » (projet TAMA) lancé par le Comité exécutif dans l'ensemble des directions et filiales du Groupe.

3.3.1.3.5 Bien-être et protection sociale

Une politique de protection sociale ancrée dans la durée

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes : un principe de responsabilité, un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité, un principe d'appropriation par les bénéficiaires.

Un régime de protection sociale spécifique

En France, la majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, Enedis [(1)], PEI) et relève du statut des Industries Électriques et Gazières (IEG). Ce statut prévoit des régimes spéciaux de sécurité sociale, notamment maladie, invalidité, ou retraite. Ainsi, en cas d'incapacité de travail (maladie/maternité/invalidité), les salariés statutaires bénéficient d'une couverture adaptée. En termes de frais de santé, au-delà du régime de base, leur régime spécial comporte un étage complémentaire obligatoire, qui couvre également les retraités. Les salariés statutaires et les retraités IEG ont accès à des activités sociales mutualisées, financées par les entreprises de la branche et gérées de façon autonome par les syndicats. À ce corpus s'ajoute un avantage en nature historiquement assis sur une décision d'entreprise qui porte sur le gaz et l'électricité fournis par les opérateurs historiques aux salariés et maintenu au profit des retraités.

Des changements importants survenus au cours de la dernière décennie

L'ouverture du capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont conduit à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de sécurité sociale face à cette exigence s'est accompagné d'une refonte de leur financement : adossement à la solidarité nationale pour les retraites et renforcement de la solidarité actifs-retraités pour la couverture complémentaire maladie.

Le régime spécial de retraite a été par ailleurs, comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. À l'exception du mode de calcul de la pension (taux spécifique, appliqué à un salaire de fin de carrière, sur une assiette réduite), les principaux paramètres (âge d'ouverture des droits, durée de cotisation requise etc.) tendent à être les mêmes que ceux des régimes de droit commun. Plusieurs autres règles, mais de portée moindre, demeurent spécifiques. Par ailleurs, la définition des services actifs, permettant des départs en retraite plus précoces, a été révisée et leur prise en compte profondément refondue pour les nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jours retraite. En outre, un projet de loi instituant un système universel de retraite, applicable à l'ensemble des salariés concernés par la réforme, quel que soit leur régime de retraite, dont le régime IEG, a été examiné à l'Assemblée Nationale en février 2020, avant d'être suspendu du fait de la crise sanitaire liée à la Covid.

Si ce projet gouvernemental de réforme des retraites devait reprendre, même sous une forme différente, les grands enjeux pour le groupe EDF seraient de trois ordres :

- social : le régime spécial de retraite est l'un des piliers du statut des IEG et constitue un enjeu politique et symbolique de premier plan ;
- financier : le régime spécial de retraites des IEG représente un surcoût financier de plusieurs centaines de millions d'euros par an, et une vingtaine de milliards d'euros en engagements ;
- de transformation, notamment en matière de fluidification des mobilités au sein et en dehors du groupe (pour lesquelles les différences entre régimes de retraites constituent le principal frein).

L'entreprise est, depuis le début de la concertation, vigilante quant aux conséquences de cette réforme pour tous ses salariés quel que soit le régime auquel ils sont assujettis. Elle maintiendra cette attention si le projet de réforme redevenait d'actualité en début 2021.

Au regard des pratiques des grands groupes, il est apparu que la couverture santé, invalidité et décès des salariés pourrait être mieux adaptée, ce qui a conduit, à partir de 2008, à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines.

Un accord relatif aux droits familiaux a été signé en 2017 au niveau de la branche des IEG avec les organisations syndicales afin de moderniser le dispositif social et d'intégrer les transformations de la famille survenues depuis 1946 en adaptant le statut des IEG de manière concertée.

Sur le champ de l'assurance maladie, l'année 2020 a marqué l'aboutissement d'un travail de concertation approfondi entre les partenaires sociaux des IEG et les pouvoirs publics concernant un rééquilibrage des comptes de la CAMIEG, excédentaires depuis sa création en 2007.

Ce rééquilibrage est assis sur une baisse des cotisations maladie complémentaire employeurs et salariés, une baisse de la cotisation de solidarité versée par les actifs pour le compte des inactifs et une amélioration des prestations en optique. Il a été assorti d'une ponction d'une partie des excédents de 175 millions d'euros au bénéfice de la CNAMTS (dont 40 millions d'euros pour la section comptable des actifs, le reste provenant de celle des inactifs).

Ces mesures devraient permettre un assainissement des comptes de cette caisse de façon durable, au bénéfice des salariés des IEG, qui auront un impact financier positif sur leurs salaires en 2021 et 2022 : le taux de cotisation salariale maladie complémentaire est réduit de 25 % par rapport à son niveau de 2020 puis, à compter de 2023, cette baisse de taux restera de 5 % par rapport au niveau de cotisation salariale 2020. Par ailleurs, la cotisation de solidarité versée par les actifs pour le compte des inactifs baisse de façon pérenne de 17 %, à partir de janvier 2021. Ces mesures auront également un impact l'amélioration des prestations maladie.

La protection sociale des autres salariés du Groupe

Les autres salariés du Groupe en France relèvent de plusieurs conventions collectives et peuvent bénéficier d'avantages sociaux mis en place par leur employeur propre. Chaque employeur doit donc veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe. Pour les sociétés du Groupe hors de France, même si un contexte réglementaire propre à chaque pays est à prendre en compte, il est demandé à chaque entité de s'assurer que les capitaux, versés en cas de décès dans le cadre des contrats de prévoyance couvrent, *a minima*, une année de salaire. Ces questions de protection sociale font l'objet d'un dialogue régulier avec la Direction Ressources Humaines du Groupe.

(1) Gestionnaire de distribution géré en toute indépendance.

3.3.1.4 Santé et sécurité des consommateurs

EDF a inscrit le bien-être au cœur de sa raison d'être. Les engagements dans ce domaine s'étendent à de nombreux aspects liés à la sûreté de ses installations ou aux actions menées en termes de sécurité et de santé à l'égard de l'ensemble de ses parties prenantes. Dans le contexte de crise sanitaire, les actions déployées à l'égard de ses clients, partenaires et de la société civile sont précisées en introduction de ce chapitre (« EDF, entreprise responsable dans la gestion de la crise sanitaire »).

Le mode de production bas carbone du groupe EDF agit favorablement sur la qualité de l'air (voir la section 3.3.1.5 « Qualité de l'air »), et le produit électricité offre aux consommateurs un confort qui contribue aux grands enjeux de santé publique (chaîne du froid, lumière, air intérieur, circulation intérieure, etc.). En vue de son usage dans les meilleures conditions de sécurité, EDF déploie de longue date tous dispositifs d'information et de sensibilisation, encore récemment réactualisés [1].

3.3.1.4.1 Réduction de nuisances sonores et lumineuses

S'agissant plus particulièrement du risque acoustique, le Groupe s'emploie à prévenir et atténuer les impacts en matière de pollutions sonores. Dans le domaine de la production, les études acoustiques sont menées dès la conception et figurent dans les études d'impact environnemental. Une communauté dédiée a été mise en place (« Code Tympan »), autour d'un dispositif de modélisation numérisée disponible dans le Groupe en *open source*. Des campagnes de mesures acoustiques sont réalisées dans l'environnement des centrales nucléaires, à raison de deux sites par an, et dont les résultats sont présentés en Commissions Locales d'Information.

EDF Renouvelables réalise également des études acoustiques dès la phase de développement, la puissance sonore des turbines intégrant les critères de sélection des machines. Une même vigilance à l'égard des pollutions sonores existe dans les filiales du Groupe, internationales ou françaises. Électricité de Strasbourg a par exemple équipé son parc de camions nacelle électriques.

Chez Enedis [2], les achats de nouveaux transformateurs sont désormais systématiquement réalisés avec aéroréfrigérants à bruit réduit.

S'agissant des actions menées en matière de pollutions lumineuses, Citelum a mis en place un dispositif de capteurs ajustant l'intensité de l'éclairage du réseau routier à la densité de circulation et à la vitesse des conducteurs, améliorant d'autant la sécurité automobile.

Des actions de sensibilisation à la pollution lumineuse sont périodiquement menées sur les territoires, par exemple récemment sous forme d'un partenariat avec « les jours de la nuit » sur l'île de la Réunion.

3.3.1.4.2 Offres commerciales en faveur du bien-être et de la santé

Les offres commerciales en faveur du bien-être, du confort dans l'habitat et de la santé prennent la forme de conseils, de travaux, d'appui au pilotage d'installations mais aussi d'offres ciblées. Le site edf.fr délivre de nombreuses informations pour améliorer le confort thermique et le bien-être des occupants. EDF facilite les travaux destinés à gagner en confort par la mise en relation avec des partenaires qualifiés (Partenaires Economies d'Énergie d'EDF) et l'aide au financement des travaux. En matière de pilotage d'installations, Sowee propose aux clients particuliers une station connectée qui offre la possibilité de piloter son chauffage, d'analyser la qualité de l'air, la météo, le trafic, la pollution. Dalkia déploie SERENIS, l'offre dédiée aux établissements de santé (chauffages, climatisation, etc.), intégrant la mise en conformité réglementaire des installations et la mise en œuvre des procédures de maîtrise des risques sanitaires [3].

3.3.1.5 Qualité de l'air

3.3.1.5.1 Améliorer la qualité de l'air en transformant le parc de production

EDF continue de faire évoluer son parc de production, ce qui participe à « réduire de 50 %, entre 2005 et 2020, les émissions de SO_2, NO_x et poussières du parc thermique du Groupe » [4].

Le groupe EDF poursuit la fermeture de ses installations thermiques (voir la section 3.1.1.3.1 « Une production électrique à base de charbon qui représente 0,4 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030 »).

En parallèle, le groupe EDF poursuit une démarche de modernisation et d'amélioration des performances environnementales du parc thermique, jusqu'à atteindre en Europe les meilleures techniques disponibles. Des travaux de modernisation ont été réalisés cette année sur l'installation de Fenice Poland. Dans les systèmes insulaires, des actions de réduction des émissions de NO_x sont menées, au cas par cas : optimisation des procédés de traitement des fumées, ou réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines. Au Brésil, le Cycle Combiné Gaz de Norte Fluminense émet en-deçà de sa valeur limite en NO_x de 25 ppm, notamment grâce à un bon niveau de maintenance des équipements. Grâce à son futur système de traitement des fumées, le projet de CCG d'Edison en Italie, Marghera Levante (780 MW avec un rendement de 63 %), qui devrait être mis en service en 2022 pour remplacer deux anciennes installations, émettra une quantité de NO_x équivalente à 30 % de la limite de l'installation actuelle.

EDF poursuit son expérimentation des bioliquides, combustibles peu soufrés, en remplacement de combustibles fossiles (biomasse liquide sur un moteur à Molène en France et sur la centrale de Jarry en Guadeloupe), tout en mettant au point un combustible alternatif à base de bois déchets pour alimenter les chaudières de Cordemais en France [5]. En complément, le groupe EDF développe des technologies non émettrices de NO_x, SO_2 et propose, dans les systèmes insulaires, des systèmes isolés 100 % EnR, en complément d'actions de maîtrise de l'énergie et de sobriété énergétique.

Ces actions se traduisent en 2020 par des émissions de 17 kt de SO_2, 30 kt NO_x et 3 kt poussières au niveau Groupe.

Émissions de SO_2, NO_x et poussières dues à la production d'électricité et de chaleur *(kt)**	2018			2019			2020		
	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.
Groupe EDF	21	45	3	18	36	3	17	30	3
EDF	4	16	0,2	4	10	0,4	3	9	0,2

* *Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.7.2.3 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant la DPEF ».*

(1) Des dispositifs variés sont mis en place dans toutes les structures du Groupe concernées, en France, en Italie, au Royaume-Uni… Par exemple, EDF adresse systématiquement en France une notice de sécurité à tout client souscrivant une offre de gaz naturel. Cette notice est disponible sur le site edf.fr. Enedis développe également des partenariats avec les organisations représentant les principaux publics à risque afin de sensibiliser les pêcheurs aux risques à proximité des lignes électriques, ou de renforcer la coopération dans la prévention des risques liés aux interventions des sapeurs-pompiers à proximité des réseaux électriques. À l'étranger, EDF au Royaume-Uni informe ses clients des dangers potentiels de l'électricité au moyen de newsletters ou au dos des factures. EDF au Royaume-Uni offre également un N° d'appel gratuit pour informer ses clients sur les pratiques de sécurité. Une action spécifique est conduite envers les clients les plus vulnérables pour promouvoir leur santé particulièrement durant la période hivernale.

(2) Filiale gérée en toute indépendance.

(3) Par ailleurs, des offres spécifiques sont dédiées : Sérénis Bloc OP : offre dédiée aux établissements de santé possédant des zones à environnement maîtrisé, tel que les blocsopératoires. Senior Solution : offre développée afin d'accompagner les établissements d'hébergement pour personnes âgées dépendantes (EHPAD) vers l'efficacité énergétique et économique.

(4) Objectif au paragraphe 2.3 de la politique DD EDF Groupe. En 2005, les émissions étaient respectivement de 236 kt, 209 kt et 14 kt.

(5) Dans le cadre du projet Ecocombust.

3.3.1.5.2 Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine

EDF [1] dispose d'un savoir-faire historique sur la compréhension et la modélisation des rejets atmosphériques et l'aéraulique des bâtiments. Avec le CEREA [2], EDF R&D participe à l'effort scientifique en développant des modèles mis en *open source* [3]. Cette expertise est mise au service de la communauté scientifique, ainsi que des collectivités pour répondre aux questions de santé publique. À Paris, Lille et en Haute Savoie, les véhicules du gestionnaire de réseau de distribution Enedis [4] sont équipés d'un réseau de capteurs de qualité de l'air, Pollutrack. C'est la première flotte d'entreprise à contribuer à l'amélioration de la qualité de l'air en détectant et mesurant la pollution aux particules les plus fines et les plus dangereuses pour la santé. Concrètement 300 véhicules d'Enedis Paris sont équipés de capteurs lasers capables de capter les particules fines PM 2,5, partout où ils se déplacent, et transmettent environ deux millions de relevés quotidiens à Airparif qui les affiche sur une carte et pointe les *hotspots*.

Airparif est également l'un des partenaires de Citelum dans le cadre d'une expérimentation menée sur Asnières-sur-Seine : l'installation de caméras et de capteurs sur des équipements urbains afin de mesurer en temps réel les flux de mobilité et les variations des sources de pollution dans l'atmosphère. La comparaison des données issues des appareils connectés en 2020 a permis de proposer des actions correctives destinées à fluidifier la mobilité et minimiser son impact. Ce dispositif, testé dans le cadre d'AIRLAB [5], est à l'étude dans d'autres villes.

EDF, *via* notamment son Service des études médicales, contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique en s'impliquant dans l'Association pour la prévention de la pollution atmosphérique (APPA) et le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) et en étant un membre actif de la Société française de santé environnement (SFSE). Cette année, l'APPA s'est notamment interrogé sur le lien entre pollution de l'air extérieur et Covid, et les effets du confinement sur la qualité de l'air intérieur. Au niveau local, EDF soutient des associations de surveillance de la qualité de l'air (AASQA).

3.3.1.5.3 Améliorer la qualité de l'air intérieur des bâtiments

EDF propose des solutions innovantes visant à agir sur la qualité de l'air intérieur d'un bâtiment, enjeu de santé publique et de bien-être des occupants. La ville de Villiers-sur-Marne s'est associée à EDF pour mettre en place des projets de rénovation urbaine et de construction visant l'amélioration et la maîtrise de qualité de l'air intérieur et extérieur « de la rue à la pièce ». Le déploiement d'une approche scientifique portée par le CEREA permet de construire et de dimensionner des solutions concrètes pour mieux traiter la qualité de l'air et réduire l'exposition des populations à la pollution et à la contamination de l'air. En 2020, cette ambition s'est traduite par la réalisation d'un 1er démonstrateur numérique de la qualité de l'air dans un appartement témoin.

Dalkia accompagne aussi bien les établissements de santé sur la réglementation de la qualité d'air intérieur au sein des blocs opératoires, que les établissements recevant du public. Il a élargi son champ d'activités en proposant l'équilibrage de réseaux aérauliques, le nettoyage des gaines, la requalification des salles, ou du conseil sur les risques sanitaires.

La mise au point de solutions passe par l'innovation et la co-construction. Avec la *start-up* ETHERA, Dalkia a développé NemoPool pour améliorer le confort des baigneurs et du personnel dans les piscines. Il s'agit d'une première mondiale, cet outil régulant le taux de trichloramines en agissant sur les systèmes de ventilation.

Covivio et EDF, se sont associés à l'incubateur Impulse Partners pour lancer le « Air Quality Challenge ». Il s'agit d'un appel à projets européen auprès des start-ups, PME, laboratoires, associations et grandes entreprises proposant une offre innovante dans le domaine. Après évaluation des candidatures sur la base de critères liés à l'amélioration de la qualité de l'air intérieur et de l'efficacité énergétique des solutions proposées, Covivio et EDF ont retenu les sociétés suivantes : OCTOPUS LAB et ENERBRAIN. Les lauréats pourront tester leurs solutions dans des immeubles propriétés de Covivio et d'EDF. Au niveau résidentiel, la station connectée Sowee propose déjà une mesure de la qualité de l'air intérieur et une information sur le niveau de pollution de l'air extérieur.

3.3.2 Éthique, conformité et droits humains

Le groupe EDF promeut la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception. Le groupe EDF s'engage à respecter et faire respecter les droits de l'homme dans toutes ses activités et partout où il est présent.

3.3.2.1 Organisation éthique et conformité au sein du groupe EDF

3.3.2.1.1 La gouvernance

Le Comité exécutif d'EDF (Comité exécutif) est chargé pour le Groupe de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise en œuvre. Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité de responsabilité d'entreprise (CRE), veille à la prise en compte de la réflexion éthique et conformité dans ses travaux. Le Comité exécutif et le CRE disposent également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG).

3.3.2.1.2 La Direction Éthique et Conformité Groupe et son réseau éthique et conformité

Rattachée au Secrétariat Général, la DECG gère et coordonne, en lien avec les Directions concernées, la mise en œuvre du programme éthique et conformité Groupe. Ce programme est bâti pour répondre aux exigences des autorités de régulation nationales et internationales et aux pratiques de place. Le programme met tout dirigeant d'EDF et plus généralement tous les salariés, au cœur du dispositif.

Un réseau d'une cinquantaine de Responsables Éthique et Conformité (REC) présents dans les entités et filiales du Groupe (hors filiales régulées), tant en France qu'à l'international, relaie et déploie la Politique Éthique et Conformité Groupe (PECG).

Les REC participent aux Comités de Direction et rendent directement compte aux dirigeants des entités sur les domaines de l'éthique et de la conformité ainsi que sur les plans d'actions associés. EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. Il a intégré en 2016 « *Transparency International France* » au sein de laquelle il participe au Forum des Entreprises Engagées (FEE) qui réunit des entreprises aspirant à l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

3.3.2.1.3 Charte éthique et valeurs du Groupe

La Charte éthique Groupe définit les valeurs partagées au sein du collectif de travail. Elle place les exigences éthiques au cœur de la responsabilité de l'entreprise et, conformément à l'engagement du Président, promeut les comportements éthiques dans l'ensemble des activités professionnelles. Actualisée en 2019, la Charte éthique Groupe se concentre désormais autour des trois valeurs du Groupe « Respect, Solidarité et Responsabilité », chacune déclinée en 4 exigences. Elle est accessible en français et en anglais sur le site Internet du groupe EDF et est disponible dans les onze autres déclinaisons linguistiques pour lesquelles le Groupe a une activité.

(1) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE d'EDF R&D.
(2) Centre d'enseignement et de recherche en environnement atmosphérique, laboratoire commun à EDF R&D et à l'École nationale des ponts et chaussées.
(3) Libre d'accès au code source.
(4) Filiale géré en toute indépendance.
(5) Le laboratoire de solutions innovantes pour la qualité de l'air d'Airparif.

3.3.2.1.4 La politique éthique et conformité Groupe (PECG)

En 2016, le Comité exécutif a adopté la PECG qui recense les programmes de conformité de l'entreprise ainsi que les principales règles que les Dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités. La PECG a fait l'objet d'une mise à jour, validée en Comité exécutif en janvier 2020, et comporte désormais treize programmes de conformité :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement EMIR ;
- la conformité au règlement REMIT ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'export control (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé-sécurité).

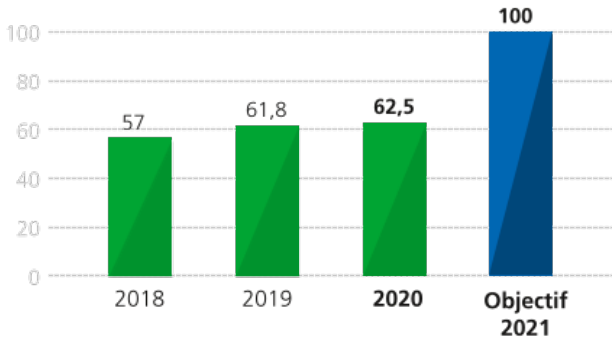
3.3.2.2 Programme anti-corruption et autres programmes de conformité

3.3.2.2.1 Le programme anti-corruption

Conformément à la loi française du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi :

- **un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire :** ce code de conduite définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité, de l'organisation de l'entreprise et devant être proscrits car susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiés dans la cartographie des risques. Il prohibe le paiement de facilitations, et encadre les cadeaux et invitations. Tout manquement à l'une de ses règles peut donner lieu à des sanctions disciplinaires. Il est accessible aux salariés et aux tiers sur le site EDF, en français et en anglais [(1)]. Une mise à jour du code de conduite doit entrer en vigueur début 2021, incluant deux nouvelles thématiques (*lobbying* et mécénat/*sponsoring*), en cohérence avec la cartographie des risques de corruption du Groupe ;
- **un dispositif d'alerte** (détaillé ci-après) ;
- **une cartographie des risques :** la cartographie des risques éthique et conformité est intégrée dans la démarche annuelle d'autoévaluation du contrôle interne conduite par la Direction des Risques Groupe. Sur la base de cette cartographie, les entités définissent un plan d'actions de prévention et de réduction des risques adapté à leur contexte opérationnel. Depuis 2018, une cartographie spécifique « corruption » permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays. En 2020, la méthodologie d'élaboration de cette cartographie a été renforcée, pour s'appuyer encore plus sur les spécificités opérationnelles des différents métiers et implantations géographiques du Groupe ;
- **un dispositif de contrôle d'intégrité des tiers :** la PECG porte obligation aux dirigeants des entités du Groupe concernées de mettre en place dans leurs entités un dispositif contrôle de l'intégrité des partenaires avec lesquels le Groupe envisage de nouer ou de poursuivre une relation d'affaires. L'objectif est de s'assurer notamment de l'absence de risques d'exposition aux sanctions internationales ainsi que de l'insertion, dans chaque contrat, d'une clause donnant droit à EDF ou à sa filiale de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales ;
- **des contrôles comptables :** des procédures de contrôle, contenant des exigences spécifiques à la détection et à la prévention de la corruption, ont été définies pour les différents processus de l'entreprise. Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude sont, le cas échéant, après analyse technique, transmises au Responsable Éthique et Conformité de l'entité ;
- **des dispositifs de formation :** la DECG développe des actions de prévention et de formation pour l'ensemble des salariés d'EDF et de ses filiales (hors filiales régulées) et notamment :
  - la 1ère édition de la journée éthique et conformité Groupe en décembre 2019,
  - la mise à disposition de nombreux supports de sensibilisation sur sa communauté dédiée, au sein de l'intranet Groupe,
  - la mise en place de modules de formation en *e-learning*, en particulier une formation interactive au code de conduite, en français et en anglais, permettant d'approfondir et de tester ses connaissances et qui intègrera deux nouveaux modules en 2021, lobbying et mécénat/sponsoring, pour être mise en cohérence avec la nouvelle version du code de conduite,
  - des formations spécifiques en présentiel : formations génériques auprès du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des *contract managers*, et deux nouvelles formations à destination des salariés chargés de l'évaluation des tiers et du traitement des alertes,
  - en complément, la Direction juridique Groupe propose un *e-learning* « prévenir la corruption » permettant d'appréhender les bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaire, aux conflits d'intérêts et aux cadeaux. En 2020, la DECG et la DJ ont fait évoluer ce *e-learning* afin d'intégrer le thème du trafic d'influence,
  - fin 2020, le suivi d'un *e-learning* anticorruption devient désormais obligatoire pour tout salarié entrant dans une fonction exposée au risque de corruption (*e-learning* intégré aux parcours de formation *manager*, *manager* de projets, acheteur, *contract manager*, etc.),
  - depuis 2019, le taux de dirigeants du Groupe ayant suivi une formation à la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence est suivi spécifiquement. La méthodologie associée à cet indicateur a fait l'objet d'une modification pour 2020, qui a conduit mathématiquement à minorer le calcul du taux de dirigeants par rapport à celui de 2019. Au 31 décembre 2020, ce taux était de 62,5 % avec un objectif de 100 % des dirigeants formés au 31 décembre 2021 ;

Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption (%)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».
Méthodologie de calcul révisée en 2020 pour ne plus porter que sur les dirigeants en exercice.

- **un dispositif de contrôle et d'évaluation interne :** afin de s'assurer de l'adéquation et de l'efficacité des mesures de prévention et de détection des atteintes à la probité, un dispositif permettant aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé est en place. Il permet d'identifier les actions d'amélioration à engager ;

(1) edf.fr/sites/default/files/contrib/content/engagement%20ethique%20et%20confirmite%20groupe/page%203/code-de-conduite-fr.pdf

- **un dispositif de prévention des conflits d'intérêts :** les entités ont mis en place un dispositif visant à prévenir les conflits d'intérêts comprenant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel et une obligation pour le *manager* de remédier à la situation de conflit d'intérêts dans le respect des libertés individuelles. Un guide support, intégrant notamment des cas pratiques pour aider les *managers* à identifier et à traiter les situations de conflit d'intérêts, a été mis en place début 2021 ;
- **lutte contre la fraude :** conformément à la note d'instruction « Lutte contre la fraude », les dirigeants sont en charge d'élaborer dans leur entité des dispositifs permettant de sensibiliser leurs collaborateurs, de mettre en place des contrôles afin de détecter les cas de fraude potentiels, d'investiguer les incidents, de signaler les cas avérés et d'en sanctionner les responsables ;
- **l'encadrement des représentants d'intérêts :** EDF est un représentant d'intérêts au sens de la loi Sapin 2 et, à ce titre, est inscrit au répertoire des représentants d'intérêts de la Haute autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP). Les gestionnaires de réseaux RTE et Enedis [(1)], ainsi que Dalkia, sont également inscrits, chacun déclarant les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année. La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées au répertoire fait l'objet d'une mise à jour régulière. EDF transmet également à la HATVP [(2)] une déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées qui mentionne les actions visant à influer sur une décision publique réalisées auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur. Enfin, la thématique du lobbying a été intégrée à la nouvelle version du code de conduite ;
- au niveau européen, EDF est inscrite au registre de transparence (n° 39966101835-69) du Parlement européen et de la Commission européenne, met régulièrement à jour ses données, et applique le code de conduite qui lui est annexé. La Direction des Affaires européennes a, en complément, pour poursuivre la sensibilisation des représentants d'intérêts aux questions éthiques, édité sa propre charte éthique interne (« EU Lobbying Rules », disponible sur le site EDF. EDF expose ses positions de manière publique *via* ce registre de transparence [(3)] et *via* les associations dont elle est membre [(4)]. Ses principaux messages sont en outre disponibles *via* les médias sociaux (LinkedIn, Twitter). La Direction des Affaires européennes a mis en place un processus de contrôle interne régulier de ces associations afin d'évaluer leur alignement avec sa raison d'être qui le cas échéant, est suivi de décisions (retrait ou nouvelle adhésion). L'estimation des coûts annuels liés aux activités couvertes par le registre de transparence européen est depuis 2016 de l'ordre de 2 millions d'euros, en tendance baissière. En 2020, les principales actions ont porté notamment sur les dossiers prioritaires suivants : soutien à l'ambition climatique (- 55 %) et au développement des sources de production d'électricité à faible intensité d'émissions de carbone (dont l'*offshore*), accélération de l'électrification de l'économie, promotion de l'hydrogène bas carbone, soutien au plan d'action finance durable et à la taxonomie ;
- **l'encadrement du financement de partis politiques :** le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Dans les seuls pays où la législation le permet, le financement doit respecter le principe de neutralité. Conformément à la législation en vigueur en France, EDF n'effectue aucun versement aux partis politiques. Les filiales du Groupe en Italie et au Royaume-Uni ont directement inscrit dans leur code de conduite l'interdiction de financer les partis politiques. Dans les pays où il est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison-mère chaque année. En 2020, EDF Renouvelables a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 55 000 USD sous forme de *Political Action Committee* contributions et de 662 750 USD sous forme de *corporate contributions*.

3.3.2.2.2 La prévention du harcèlement et de la discrimination

Bannir tout comportement de harcèlement ou de discrimination, prévenir et traiter dans la vie au travail toute situation de violence physique ou morale, d'intolérance ou d'injustice sont autant d'exigences de la Charte Éthique Groupe. Ceci s'inscrit dans un contexte réglementaire et judiciaire qui, dans de nombreux pays, incrimine non seulement les actes et comportements correspondants, mais aussi l'insuffisance des actes de prévention de l'employeur. Plus spécifiquement, les dirigeants se doivent de prendre toutes les mesures nécessaires pour prévenir dans leurs entités la discrimination, le harcèlement ainsi que la violence physique et morale, en veillant à informer les collaborateurs sur les risques de harcèlement et de discrimination. Ils doivent également communiquer régulièrement sur le dispositif d'alerte groupe, et prendre les sanctions appropriées en cas de faits avérés.

Deux guides repères pour prévenir et lutter contre le harcèlement moral ou sexuel ont été déployés auprès des *managers*, de la fonction RH, ou des REC d'entités notamment. Ils ont été déclinés dans un format simplifié pour l'ensemble des salariés. Deux offres de formation sont dorénavant disponibles, pour tous, sur e-Campus. L'une est relative à l'identification et la compréhension des liens entre stéréotypes et discriminations au travers d'un *serious game* « Vivre ensemble la diversité ». L'autre formation « Sexisme, pas notre genre » est relative à la compréhension des manifestations sexistes au travail.

3.3.2.2.3 La déontologie financière

La PECG fixe les exigences à respecter en termes de prévention des abus de marché, de prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme. Un code de déontologie boursière actualisé en 2020 vient compléter cette politique. Des exigences sont également inscrites dans la PECG concernant la conformité au règlement européen EMIR. La déclinaison pratique de cette réglementation EMIR au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans le guide support *EDF Group EMIR Policy Paper*.

3.3.2.2.4 La conformité au règlement REMIT

En application de la PECG, les entités concernées doivent mettre en place un dispositif de conformité au règlement européen REMIT. Un Compliance Officer Groupe a été nommé en septembre 2017 avec pour mission de prévenir les risques de non-conformité en développant un environnement de contrôle adapté. La déclinaison pratique de cette réglementation REMIT au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans une note d'instruction. Un dispositif de formation du personnel a été mis en ligne. Il est librement accessible sous VEOL, l'intranet du groupe EDF.

3.3.2.2.5 La prévention des manquements au droit de la concurrence

Le groupe EDF fait de la connaissance et du respect du droit de la concurrence un enjeu majeur pour ses collaborateurs. Le Groupe s'est doté dès 2010 d'un Programme de conformité « droit de la concurrence ». Son objectif est d'assurer la conformité au droit de la concurrence de l'ensemble des activités des filiales et entités du Groupe en France et dans le monde et s'applique à l'ensemble des salariés. Après avoir déployé de 2010 à 2015 un *e-learning* ayant permis la formation de plus de 5 400 salariés, en France et à l'étranger, depuis 2016 un *serious game* plus généraliste intitulé « Cap Antitrust » est accessible à tous les salariés sur le portail interne de formation du Groupe en plusieurs langues (français, anglais et italien).

3.3.2.2.6 La protection des données personnelles

En France, EDF, qui avait nommé un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) dès 2006, a désigné en 2018 son Délégué à la protection des données (DPO), en application du règlement UE 2016/679 du 27 avril 2016, dit règlement général pour la protection des données (RGPD) et l'a missionné comme Chef de file pour le Groupe. C'est désormais une vingtaine de DPO nommés dans les filiales France et Europe et des Relais Informatique et Libertés présents dans toutes les entités. Les DPO sont chargés de veiller au respect de la réglementation relative à la protection des données à caractère personnel au sein du Groupe, tant en ce qui concerne les données personnelles des clients, que celles des salariés, prestataires ou partenaires. Des actions régulières de sensibilisation à la protection des données personnelles et de la vie privée sont menées et une nouvelle formation (*e-learning*) à destination de tous les salariés a été déployée.

(1) Gestionnaires de réseau gérés en toute indépendance.

(2) hatvp.fr/fiche-organisation/?organisation=552081317.

(3) ec.europa.eu/transparencyregister/public/consultation/displaylobbyist.do ?id=39966101835-69.

(4) avere.org/wp-content/uploads/2019/02/the_electrification_alliance_-_declaration-2017-030-0453-01-e.pdf (*The Electrification Alliance Electricity for an Efficient and Decarbonised Europe*).

3.3.2.2.6 Export contrôle et sanctions Internationales

Dans le cadre de ses activités, en particulier nucléaires, EDF et ses filiales mènent différentes opérations pour leurs besoins propres, ou ceux de tiers, requérant l'utilisation de biens et technologies notamment ceux à « double usage » (« BDU »), c'est-à-dire civil et militaire. Cela peut les exposer à certains risques inhérents aux réglementations françaises, européennes et/ou étrangères spécifiques en la matière, dont certaines ont une portée extraterritoriale, et pouvant imposer l'obtention d'une licence/autorisation auprès des autorités compétentes préalablement à tout transfert, exportation, réexportation, courtage, transit de tels biens et technologies. Certaines réglementations, notamment américaines, ont instauré des restrictions d'accès à des biens et technologies à l'encontre d'entités étrangères pouvant concerner tant des BDU que tout autre bien du commerce.

Par ailleurs le Groupe, ou certains de ses partenaires, peut être exposé, directement ou indirectement, à des programmes de sanctions notamment (i) des sanctions internationales adoptées par le Conseil de sécurité des Nations Unies, (ii) des sanctions adoptées par des organisations régionales telles que l'Union européenne, et (iii) des sanctions adoptées par certains États de manière unilatérale et possédant, pour certains, une portée extraterritoriale.

Une Direction Groupe Export Control et Sanctions Internationales a été créée en août 2019 afin de renforcer la capacité du Groupe à se conformer à ces réglementations. Une note d'instruction décrivant les procédures de conformité à mettre en œuvre a été adoptée par le Comité exécutif le 4 mai 2020.

3.3.2.2.7 Le Devoir de vigilance

La mise en œuvre de la politique de vigilance d'EDF est réalisée à travers un dispositif « Devoir de vigilance » (DDV) qui est prescrit dans la PECG. Les dirigeants doivent le déployer au sein de leurs entités et il se traduit par l'élaboration, la publication et la mise en œuvre d'un plan de vigilance, conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

Un Responsable conformité DDV Groupe rattaché directement à la Directrice Juridique du Groupe est en charge du pilotage et de la coordination de cette politique, notamment de l'élaboration du plan de vigilance sur la base des remontées des entités, en lien avec la Direction Développement Durable, la Direction Éthique & Conformité, la Direction Juridique, la Direction des Achats, la Direction des Ressources Humaines et la Direction des Risques. Un responsable DDV, désigné au sein de chaque entité du Groupe, est chargé de la mise en œuvre du dispositif DDV de l'entité et de rendre compte de sa mise en œuvre effective. Le Responsable conformité DDV Groupe anime le réseau des Responsables DDV des entités (voir la section 3.8.1 « Le plan de vigilance du groupe EDF »).

Une fiche obligatoire d'autoévaluation sur cette thématique est intégrée au guide de contrôle interne.

3.3.2.3 Droits humains

L'un des objectifs fondamentaux du groupe EDF est de s'attacher à respecter et faire respecter les droits de l'homme dans toutes ses activités et partout où il est présent.

En mars 2021, EDF a élaboré un référentiel rassemblant les engagements du Groupe (EDF SA et les sociétés qu'elle contrôle [1]) et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires.

Le Groupe rappelle et synthétise dans ce référentiel ses engagements en matière de respect des standards internationaux, des droits de ses collaborateurs, des droits des communautés locales notamment.

3.3.2.3.1 Respect des standards internationaux

Le groupe EDF ne tolère aucune atteinte aux droits humains et libertés fondamentales, ni dans ses activités, ni dans celles de ses relations d'affaires lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation. EDF s'engage à respecter *a minima* les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la charte internationale des droits de l'homme de l'ONU et les conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).

Dans le cas d'un conflit de normes entre les lois d'un pays où il exerce ses activités et ces standards internationaux, EDF s'attache à trouver des solutions permettant de se conformer à l'esprit de ces standards internationaux, tout en respectant les lois nationales.

Pour s'assurer du respect des droits humains et des libertés fondamentales dans le cadre de ses activités, EDF met en place une démarche de vigilance, pour identifier, évaluer et prévenir tout risque d'atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales. Cette démarche de vigilance est établie conformément à la loi française sur le devoir de vigilance et à partir des recommandations des Principes Directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains.

Le groupe EDF s'engage à accorder une attention particulière aux impacts de ses activités sur les personnes reconnues comme vulnérables par le droit international des droits de l'homme et à enquêter en toute transparence, impartialité et bonne foi sur toute allégation d'atteinte aux droits humains ou liberté fondamentale liée aux activités exercées par les entités du Groupe, prestataires et sous-traitants.

Si une atteinte aux droits humains ou libertés fondamentales est avérée dans le cadre des activités exercées par les entités du Groupe ainsi que les fournisseurs et sous-traitants, EDF s'engage à dialoguer avec les victimes et/ou leurs représentants en vue de remédier à la situation.

3.3.2.3.2 Les droits des collaborateurs

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains et les libertés fondamentales de ses collaborateurs, en se conformant à minima aux dispositions des normes de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).

En termes de lutte contre la discrimination, le groupe EDF garantit l'équité de traitement des salariés et s'oppose à toute distinction, exclusion ou préférence, qu'elle soit fondée, sur la supposée race, sur la couleur, le sexe, l'âge, la religion, l'opinion politique, l'ascendance nationale, l'origine sociale, le handicap, la situation familiale, l'orientation sexuelle ou l'identité de genre. Dans les pays où il opère et pour ses propres activités, le groupe EDF s'investit activement pour l'égalité professionnelle et de traitement à travail égal entre les femmes et les hommes du Groupe et pour développer la mixité dans les équipes de travail à tous les niveaux de l'entreprise. La diversité est encouragée à tous les niveaux des collectifs de travail et les salariés doivent être protégés contre toutes formes de discriminations ou de représailles.

Le groupe EDF ne tolère aucune pratique de harcèlement ou de violence sous quelque forme que ce soit sur le lieu de travail ou en dehors de celui-ci, si cette pratique est liée aux relations professionnelles qui ont pu y être nouées. Le Groupe s'engage à lutter et à protéger ses salariés contre toute forme de harcèlement, de sexisme et de violences sur le lieu de travail.

Le groupe EDF rejette toute forme de travail forcé, tel que défini par les Conventions fondamentales de l'OIT. En particulier, pour les projets et activités mises en œuvre, le Groupe veillera au consentement libre et éclairé des salariés à l'exécution de l'ensemble de leurs missions. Le groupe EDF veille en particulier à ce que ses intermédiaires et agences de recrutement n'aient pas recours à des pratiques susceptibles de déboucher sur du travail forcé. Le Groupe s'engage à ne pas entraver la libre circulation des travailleurs et veille en particulier à ne confisquer en aucun cas les documents de voyage, les papiers d'identité ou tout autre objet personnel des travailleurs.

Le groupe EDF rejette toute forme de travail des enfants, tel que défini par les conventions fondamentales de l'OIT. Le Groupe s'engage à n'employer que des personnes âgées d'au moins 15 ans (hors exceptions définis par la convention 138 de l'OIT) et d'au moins 18 ans pour les travaux considérés comme dangereux tel que prévu dans la convention de l'OIT.

Le groupe EDF respecte la liberté d'association et le droit à la négociation collective définis par l'OIT. Le Groupe reconnaît que tous les salariés sont libres de former et/ou d'adhérer à une organisation de travailleurs de leur choix et n'interfère pas avec ce droit. Le groupe EDF interdit toute intimidation, harcèlement, sanction ou discrimination à l'encontre d'un employé en raison d'activités syndicales et ne décourage pas l'employé d'adhérer à des organisations de son choix. Le Groupe respecte le droit à la négociation collective et le rôle des organisations de travailleurs aux fins de la négociation collective.

(1) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, filiales gérées en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

Le groupe EDF respecte les normes de l'OIT, toutes les lois et les règlements applicables en ce qui concerne la durée du travail, fondées sur les principes suivants, sauf exceptions mentionnées par l'OIT :

- les semaines de travail régulières ne dépassent pas 48 heures ;
- la semaine de travail est limitée à 60 heures, y compris les heures supplémentaires ;
- les travailleurs ont au moins un jour de repos tous les sept jours de travail, sauf en cas d'urgence ou de situation inhabituelle ;
- la durée des congés payés est au minimum de trois semaines de travail pour une année de service ;
- le congé de maternité est de 14 semaines minimum.

Le groupe EDF vise à respecter les normes de l'OIT en ce qui concerne la rémunération, les conditions de travail et les avantages sociaux. Le Groupe s'engage à payer un salaire décent qui permette aux salariés et à leur famille de subvenir à leurs besoins essentiels et à fournir une couverture sociale adéquate à l'ensemble de ses salariés. Le groupe EDF veille à ce que ses employés, lorsque leur logement est fourni par l'entreprise, bénéficient de conditions de logement ou d'hébergement décentes, telles qu'elles soient conformes aux normes de l'OIT.

EDF a signé en 2018, avec 2 fédérations syndicales mondiales (IndustriAll et ISP) et l'ensemble des syndicats du groupe EDF, un accord cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe. Cet accord s'applique de plein droit à tous les salariés du Groupe et traduit de façon effective son engagement de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires ». Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels le groupe EDF exerce ses activités, celui-ci s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains, tout en respectant les lois nationales. Désormais, l'ensemble des filiales contrôlées du groupe EDF a pris connaissance de l'existence de l'accord et construit un plan d'action fondé sur une logique de progrès social.

3.3.2.3.3 Les droits des communautés locales

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet.

Le Groupe reconnait le rôle des défenseurs des droits de l'homme et de l'environnement. Il s'engage à ne pas porter atteinte à l'exercice de leurs droits et veille à identifier les risques pesant sur les défenseurs des droits de l'homme et de l'environnement du fait de ses activités commerciales et à leur permettre de s'exprimer librement sur ses activités.

Le groupe EDF identifie, pour tout projet, les risques d'impacts sur la santé, les conditions de vie et l'environnement des communautés locales, en se référant aux normes de performance de la Société Financière Internationale (Groupe Banque Mondiale) et propose les mesures appropriées.

EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones (UNDRIP) et dans la convention 169 de l'OIT, qui stipule en particulier que « les peuples autochtones ne peuvent être enlevés de force à leurs terres ou territoires ; aucune réinstallation ne peut avoir lieu sans le consentement préalable – donné librement et en connaissance de cause – des peuples autochtones concernés et un accord sur une indemnisation juste et équitable ».

Dans le cas où son activité menace ou affecte les moyens d'existence d'une communauté, le Groupe met en place des mesures d'indemnisation et/ou de restauration de ces moyens d'existence *a minima* au niveau pré-activité.

Le groupe EDF s'engage à respecter et protéger ou à sauvegarder, en accord avec les populations concernées, les héritages culturels, religieux ou patrimoniaux présents sur le foncier utilisé dans le cadre de l'exercice de son activité.

En termes de recours à des forces de sécurité, le Groupe s'engage à assurer la sécurité de ses employés et de ses sites dans le strict respect des droits humains, y compris ceux des communautés locales, et n'autorise pas le recours à la force, sauf fins préventives ou défensives proportionnées à la nature et à la gravité de la menace.

3.3.2.3.4 La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains

La mise en œuvre des engagements droits humains s'inscrit dans celle des engagements et exigences RSE du Groupe [(1)], elle s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

- l'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires ;
- l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet ;
- la mise en œuvre de ces engagements et exigences, ainsi que leur suivi sont assurés par l'application des politiques ou accords existants internes du Groupe notamment la politique développement durable, la politique éthique et conformité, la politique des achats, la politique santé et sécurité, l'accord mondial RSE, la Charte Éthique et le déploiement du plan de vigilance ;
- des dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs) sont également mis en place.

EDF s'attache à déployer ses engagements en amont de ses processus d'investissement jusqu'auprès de ses relations d'affaires en demandant à ses fournisseurs et sous-traitants le respect d'exigences RSE dans le cadre des activités rattachées à leurs relations d'affaires communes.

Ainsi, la dimension des droits humains est systématiquement abordée dans l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI). Cela prend la forme d'identification des risques concernant les droits humains associés aux projets, comme les aspects liés aux droits des travailleurs, aux conditions de sécurité et sanitaires pour les populations concernées, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte.

En termes d'achat, la cartographie des risques RSE de la Direction des Achats Groupe comprend depuis 2019 une analyse des risques « droits de l'homme » par segment d'achats afin de déterminer le niveau risque résiduel et d'identifier des actions à mener auprès du fournisseur (voir section 3.4.2.3.2 « Stratégie et démarche achats responsables »). S'agissant des combustibles, voir la section 3.4.2.3.3 « Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon ».

Le *e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH), dont EDF est membre fondateur, a été actualisé pour intégrer le devoir de vigilance et est accessible à l'ensemble des salariés.

Des indicateurs de performance sont suivis à l'échelle du Groupe issus de CAP 2030, à travers la Politique Santé Sécurité (voir la section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants »), le dispositif « Parlons Énergies », les enquêtes sur l'engagement des salariés et la relation avec les fournisseurs (évaluations, baromètre d'écoute des fournisseurs).

3.3.2.4 Dispositifs d'alerte

Le Comité exécutif d'EDF a décidé en 2018 de faire évoluer son dispositif d'alerte afin de sécuriser le traitement des signalements et renforcer la confidentialité et la sécurité des données à caractère personnel.

3.3.2.4.1 Champ d'application

Le Comité exécutif a décidé de mettre en place un dispositif d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin 2 et de la loi sur le devoir de vigilance ainsi que ceux émanant de salariés alléguant de faits de harcèlement et discrimination. La DECG est le référent du dispositif pour le Groupe. Le dispositif d'alerte Groupe bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE [(2)] qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion. Tout alerteur peut choisir d'utiliser le Dispositif d'alerte Groupe ou les autres canaux mis à la disposition des collaborateurs (*manager*, ressources humaines, représentants du personnel, responsable éthique et conformité local, médiateur…).

(1) EDF SA et les sociétés qu'elle contrôle. Ce contrôle est en particulier établi par la détention, directe ou indirecte, par EDF, de la majorité du capital ou des droits de vote au sein des organes de gouvernance des sociétés concernées. Hors RTE et Enedis, filiales gérées en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(2) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés en toute indépendance.

3.3.2.4.2 Accessibilité du dispositif

Le dispositif d'alerte Groupe, géré à partir d'une plateforme indépendante, déconnectée du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site web du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix [(1)].

3.3.2.4.3 Dépôt de signalements

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses collaborateurs, seraient les auteurs ou les victimes.

3.3.2.4.4 Analyse de la recevabilité des signalements

Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans les 72 heures lui indiquant l'enclenchement de l'analyse de recevabilité. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que la gravité des faits signalés est établie et que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

La DECG assure l'analyse de la recevabilité des signalements qui est appréciée au regard du champ d'application du dispositif et de la relation de l'alerteur avec l'entreprise. Cette recevabilité est indépendante de la réalité des faits allégués qui ne peut être constatée qu'à la fin du traitement. Une fois la recevabilité prononcée, une information est donnée à l'auteur du signalement sur le régime de protection dont il bénéficie (protection de la loi Sapin 2, du Code du travail…). Celui-ci est différent selon son statut (victime ou témoin, personne physique ou morale…), sa relation avec l'entreprise (salarié, collaborateur extérieur, tiers…) et les thématiques concernées (fraude, harcèlement, atteinte grave à l'environnement…).

3.3.2.4.5 Traitement des signalements recevables

Chaque signalement jugé recevable fait l'objet d'un traitement. La DECG nomme un responsable de traitement et s'appuie sur les REC et d'autres experts si besoin pour traiter les signalements. Lorsque les investigations sont terminées, un rapport est établi par le responsable de traitement ; si les faits allégués dans l'alerte sont avérés ou partiellement avérés, un plan d'actions est mis en œuvre. La DECG suit l'avancement de ce plan d'actions et s'assure de sa réalisation complète avant de clôturer l'alerte.

3.3.2.4.6 Résultats 2020

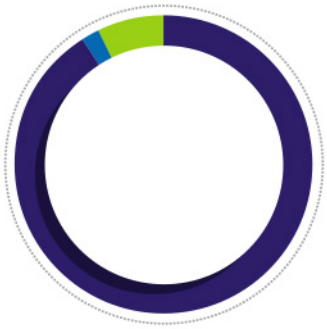
Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comex et présenté au CRE du Conseil d'administration d'EDF. Pour l'année 2020, la DECG a effectué une consolidation de toutes les alertes recevables effectuées au sein du Groupe (*via* le dispositif Groupe ou *via* tout autre canal). 184 alertes recevables ont été enregistrées (dont 39 dans le dispositif d'alerte Groupe). 95 alertes concernent des faits localisés en France et 89 à l'étranger ; 97 concernent EDF et 87 les filiales du Groupe. La majorité des alertes 40 % concerne la catégorie harcèlement/discrimination. En 2020, 58 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires, notamment le licenciement d'un cadre dirigeant du Groupe dans le cas d'une alerte harcèlement avéré. Il faut noter que 43 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

Recevabilité des signalements dans le dispositif d'alerte Groupe

Recevabilité des signalements dans le dispositif d'alerte Groupe

49 %	Signalement recevables
1 %	En cours d'analyse
50 %	Signalement non recevables

Relation de l'alerteur avec le Groupe (tous canaux confondus)



91%	Salariés
2 %	Autres tiers
7 %	Collaborateurs extérieurs

Résultats des investigations suite à alertes (tous canaux confondus)

42 %	Allégations non confirmées
37 %	Allégations confirmées
21 %	Allégations partiellement confirmées

Mesures prises suite à alertes (tous canaux confondus)

72 %	Correctives
13 %	Disciplinaires + Correctives
13 %	Disciplinaires
2 %	Judiciaires

(1) www.edf.fr/edf/alerte-ethique.

3.3.3 Égalité, diversité et inclusion (1)

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le groupe EDF s'engage à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes handicapées, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations ou de soutien à la parentalité. En tant qu'employeur socialement responsable, le Groupe s'engage à maintenir et parfaire un haut niveau de dialogue social et ambitionne de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en intégrant toutes les dimensions du développement durable dans les activités et les projets, et en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière.

3.3.3.1 Égalité professionnelle

Dans le cadre de ses Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, de l'accord RSE monde et de sa charte éthique, le groupe EDF met en place des actions concrètes, mesure les progrès réalisés et fixe des objectifs pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes.

En 2020, l'année a été marquée par :

- l'adoption de l'Ambition Mixité intégrant notamment des objectifs de féminisation des CODIR et des dirigeants dans le Groupe. À fin 2020, on dénombre 25,8 % de femmes dans les effectifs du Groupe, pour 28,7 % de femmes dans les CODIR (cible de 28 % à 2023) ;
- la publication d'un index égalité F/H de bon niveau pour EDF et la plupart des filiales du Groupe, avec une notation de 95 points sur 100 pour EDF (95 points en 2019) ;
- les travaux de fond sur l'égalité salariale entre les femmes et les hommes, conduits en partenariat avec l'Institut National des Etudes Démographiques (INED), pour identifier les sources d'écarts entre les femmes et les hommes, en s'attachant notamment en 2019 à approfondir les impacts des rémunérations complémentaires (sujétions de service, heures supplémentaires, heures complémentaires, primes d'ancienneté, etc.). Des analyses ont notamment été conduites à la maille des Divisions, pour permettre d'analyser ces écarts sur des environnements métiers et sur des caractéristiques de populations plus homogènes ;
- la poursuite du déploiement des dispositifs rénovés de soutien à la parentalité ou aux aidants familiaux, issus de l'accord « Droits Familiaux » signé dans la branche des Industries électriques et gazières (IEG). Des droits ont été améliorés pour prendre en compte les situations des familles monoparentales et des parents d'enfant en situation de handicap ;
- le déploiement des outils de sensibilisation/formation et des dispositifs de prévention et de lutte contre les agissements sexistes et des risques de harcèlement, moral ou sexuel, auprès de l'ensemble des populations cibles (*management*, RH, représentants du personnel, équipes médico-sociales et salariés) ;
- la mise en œuvre opérationnelle des dispositifs de soutien, de sensibilisation et d'accompagnement des salariés victimes de violences conjugales ou familiales, en partenariat avec les équipes médico-sociales de l'entreprise et l'association « FIT, une femme un toit » notamment. En 2019, plus de 140 victimes ont été accompagnées à ce titre ;
- actant des impacts, y compris sur l'agenda social 2020, de la crise sanitaire Covid, la direction et l'ensemble des partenaires sociaux ont convergé sur l'opportunité de prolonger d'un an l'accord Égalité Professionnelle à EDF. L'accord est devenu unanime ;
- la signature d'une charte d'engagement GEEISv (2)-IA autour des enjeux de déploiement d'une intelligence artificielle dénuée de stéréotypes de genre et inclusive dans l'ensemble des processus et environnements métiers.

Depuis 2014, le Groupe, EDF et plusieurs filiales ont souhaité se doter d'une certification internationale (Label GEEIS, renouvelable tous les quatre ans) pour évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes. Ce label a été renouvelé avec succès en 2019 et, pour la première fois, étendu à l'ensemble des autres champs d'actions du Groupe en matière de diversité et d'inclusion. En France, la dimension égalité salariale est dorénavant portée par la mise en place de l'index de l'égalité Femmes/Hommes, obligatoire pour l'ensemble des sociétés de plus de 50 salariés.

3.3.3.1.1 L'engagement du Groupe

En 2019, le Comité exécutif d'EDF a souhaité renforcer les ambitions mixité de l'entreprise en les plaçant pour la première fois à l'échelle du Groupe, et avec la volonté de faire référence dans l'industrie. Cette ambition mixité Groupe porte sur trois engagements.

Briser le plafond de verre jusqu'aux plus hauts niveaux de responsabilité et de gouvernance du Groupe, et atteindre :

- 28 % de femmes dans les CODIR en 2023 (échelle du Groupe) ;
- 28 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants en 2030, porté en 2021 à 30 % ;
- 40 % de femmes parmi les administrateurs nommés par EDF dans les conseils d'administration des sociétés du Groupe d'ici 2023.

Développer la mixité dans les sciences, le numérique et l'innovation, notamment en :

- poursuivant la sensibilisation des jeunes filles aux métiers scientifiques, techniques et du numérique ;
- conduisant davantage de femmes à embrasser des carrières dans les métiers du digital ;
- intégrant mieux la mixité dans les dispositifs d'innovation du Groupe (EDF Pulse, Parlons Énergies, Projet Y…).

Développer la mixité dans la représentation interne et externe du Groupe, notamment en :

- encourageant la participation des femmes dans les interventions publiques du Groupe (EDF est signataire de la charte #jamaissanselle) ;
- garantissant une communication Gender Fair, c'est-à-dire non sexiste et équilibrée en termes de représentation F/H.

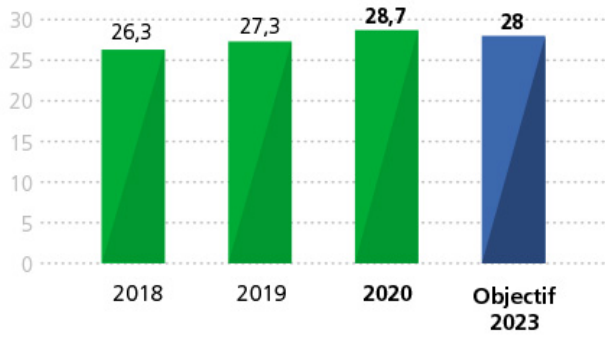
3.3.3.1.2 Mesurer les progrès

Indicateur-clé de performance

L'indicateur clé retenu par le Groupe en matière de mixité concerne le taux de présence des femmes dans la Comités de Direction des entités du Groupe.

La part des femmes dans les CODIR est de 28,7 % en 2020, l'objectif est dépassé avec deux ans d'anticipation, en ligne également avec le taux de femmes cadres du Groupe en 2020 (28,8 %).

Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe (%)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

(1) Le dialogue social est attaché à cette famille d'enjeux, mais son développement est situé au sein de la section « Gouvernance de la RSE », en section 3.5.2.5 « Dialogue social ».

(2) *Gender Equality European and International Standard* : EDF est détenteur du label international GEEIS, en collaboration avec le fonds Arborus et certifié par la société Bureau Veritas. Ce label évalue les programmes liés à l'égalité professionnelle de 3 sociétés du Groupe (EDF au Royaume-Uni, Fenice et EDF SA) et le Groupe lui-même.

La tendance va se confirmer du fait que le taux de féminisation du Groupe continue de progresser à un rythme assez régulier dans le Groupe pour s'établir à 25,8 % fin 2020 (+ 1 point/2019). Par ailleurs, le Conseil d'administration a arrêté en décembre 2020 une politique de mixité des instances dirigeantes qui est la déclinaison des objectifs de l'Ambition Mixitié pour EDF SA et qui comprend notamment un objectif de 30 % femmes parmi la population des dirigeants et futurs dirigeants d'ici 2025 (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »)

Autres résultats des entités du Groupe sur l'index de l'égalité Femmes/Hommes [1]

	Unité	2018	2019	2020
Effectif hommes √	Nombre	124 889	123 815	122 578
Effectif femmes √	Nombre	40 901	40 912	42 622
Hommes cadres	Nombre	37 888	38 097	38 084
Femmes cadres	Nombre	14 478	14 999	15 401
Pourcentage de femmes dans le collège cadres*	%	35 %	37 %	36,1 %

** Ce pourcentage représente le nombre de femmes cadres/le nombre de femmes salariées.*

√ Indicateur 2020 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA.

Le Groupe compte aujourd'hui plus de 25 % de femmes dans ses effectifs (30,4 % à EDF), ce qui le place dans la moyenne haute des principaux groupes industriels français. Même si ce taux a progressé plus lentement ces dernières années (impact de la mesure « 15 ans, 3 enfants », réduction des volumes d'embauches, par ailleurs recentrés sur des métiers techniques), il évolue à un rythme deux fois supérieur à l'évolution moyenne constatée dans les entreprises françaises, tous secteurs confondus [2].

Même si depuis 2002 le nombre de femmes dans les métiers techniques a triplé, l'entreprise s'engage dans le cadre des Ambitions mixité Groupe à ce que :

- chaque entité concernée développe un programme d'inclusion de jeunes femmes dans les STEM (*Science, Technology, Engineering, Mathematics*) ;
- davantage de femmes soient accompagnées dans les formations aux métiers du digital (ex : parité dans la formation *data analyst*) ;
- chaque dispositif d'innovation impulsé par le Groupe ou ses entités porte des ambitions de mixité et se donne les moyens de leurs réalisations.

Dans la perspective d'offrir des parcours professionnels comparables aux femmes et aux hommes, EDF est vigilant à garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle, *via* par exemple un dispositif de prise en charge supplémentaire des frais de garde d'enfants, pour soutenir les parents qui partent en formation.

En termes de lutte contre le plafond de verre, des progrès continus ont été réalisés sur les dernières années :

- doublement du nombre de femmes cadres chez EDF depuis 2002 ;
- 28,1 % de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités à EDF ;
- 32 % de femmes parmi la population des *managers* EDF ;
- 28,7 % de femmes dans les CODIR au niveau Groupe.

Pour les postes de dirigeantes et dirigeants, les plans de succession sont systématiquement mixtes. Par ailleurs, des dispositifs (tels que TALENTS 2.0) soutiennent le repérage de talents plus divers, et à toutes les étapes d'un parcours professionnel.

3.3.3.2 Lutte contre le sexisme et les violences

Dès 2016, EDF a été la première entreprise labellisée « sexiste, pas notre genre » et ainsi reconnue pour son engagement par le gouvernement français. L'entreprise agit avec l'appui du réseau Énergies de femmes (près de 4 000 membres) pour former et sensibiliser sur ces sujets, à travers le déploiement de différents outils :

- des « kits sexisme » pour permettre aux *managers* d'animer les quarts d'heures santé-sécurité rituels en début de réunion d'équipes ;
- des Guides repères sur le harcèlement moral et sur le harcèlement sexuel à l'attention des *managers*, des RH ou des référents « agissements sexistes et harcèlement sexuel », déployés dès 2019 ;
- des kits d'informations salariés sur ces mêmes sujets, disponibles en format digital ou imprimables ;
- un numéro vert d'écoute et de conseil, ouvert aux questions de harcèlement ou de discriminations, disponible pour l'ensemble des salariés de l'entreprise, 7 j/7 ;
- un *e-learning* sur la prévention du sexisme, disponible sur e-Campus pour l'ensemble des salariés du Groupe en France ;
- une offre de services, combinant un appui interne et un recours à des experts référencés, qui permet aux lignes managériales de bénéficier d'un appui à la sensibilisation de leurs salariés, ou d'un appui à la mise en place d'investigations dans le cadre d'alertes qui verraient le jour sur leur périmètre.

Avec l'Ega Pro Game, EDF est la première entreprise en France à développer une expérience apprenante sur l'égalité professionnelle pour les *managers*, selon un dispositif inspiré des Escape Game. Il complète un outil de formation digital, « Vivre ensemble la diversité », disponible pour tous (salariés/*managers*), conçu comme un *serious game*, qui permet de former les équipes aux biais et impacts possibles des stéréotypes dans leurs décisions et relations interprofessionnelles (dont les questions de sexisme ordinaire et de discriminations liées au sexe).

EDF s'est par ailleurs engagé à prévenir et lutter contre toutes les formes de violences envers les femmes, qu'il s'agisse de violences au travail (sexisme, harcèlement) comme des violences conjugales et familiales (soutien, orientation et maintien dans l'emploi). Entreprise pionnière sur ce dernier sujet, EDF a vu son engagement régulièrement reconnu ces derniers mois et également souligné lors du dernier Grenelle contre les violences faites aux femmes mis en place par le Gouvernement. Grâce à ses dispositifs, EDF aura pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 120 salariés victimes de violences domestiques au cours de l'année 2020.

3.3.3.3 Soutien à la parentalité

Dès 2019, EDF a renforcé ses dispositifs de soutien à la parentalité en mettant notamment en place :

- des nouveaux droits pour les aidants familiaux (accès à une plateforme de conseils et services, complément de rémunération sur les congés proches aidants…) ;
- la création d'un congé parental ouvert aux femmes et aux hommes qui prend en compte les différents formats des familles contemporaines ;
- le doublement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent.

En 2020, ces dispositifs ont été renforcés par un avenant à l'Accord collectif de branche qui encadre les droits familiaux des salariés pour prendre notamment en compte les situations particulières des familles monoparentales et les besoins spécifiques des parents d'enfant en situation de handicap.

(1) Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.7.2.3 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétalesfigurant la DPEF ».

(2) Source : DARES.

3.3.3.4 Ancrage handicap

Un ancrage handicap qui s'inscrit dans la durée

EDF figure parmi les premières grandes entreprises françaises impliquées dans l'intégration professionnelle et sociale des personnes handicapées.

C'est en effet en octobre 1989 qu'EDF a signé son premier accord en faveur de l'intégration professionnelle des personnes handicapées. Le 11e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, a été signé le 13 décembre 2018 et porte sur la période 2019-2022.

En 2020, plusieurs sociétés du Groupe (Enedis, Framatome) ont engagé des négociations pour le renouvellement leurs accords pour la période 2021 – 2023.

Au niveau sportif ce soutien se traduit par la volonté d'encourager le sport pour tous. Dès 1992 EDF est devenue partenaire de la fédération française handisport. Par ailleurs, EDF est partenaire des Jeux Paralympiques de 2024.

	Unité	2018	2019	2020
Nombre d'employés en situation de handicap*	Nombre	5 640	5 682	5 826

* *Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.7.2.3 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant la DPEF ».*

Des résultats en constante progression

EDF porte attention à l'intégration des salariés en situation de handicap tout au long de leurs parcours. Pour soutenir, diffuser et outiller cette démarche, la mission handicap d'EDF a mis en place un ensemble d'outils permettant d'accompagner salariés et *managers*, ainsi que des formations dédiées.

Les sociétés du Groupe en France sont mobilisées pour la Semaine nationale pour l'emploi des personnes handicapées. EDF ainsi a mis en place deux hand'e.passeports numériques à l'attention des salariés et des *managers*.

En 2020, EDF au Royaume-Uni est devenu signataire de l'initiative « *The Valuable 500* » [(1)] qui mobilise les dirigeants des grandes entreprises autour de l'emploi des personnes handicapées.

Au-delà de l'aménagement de situations de travail en lien avec les besoins spécifiques des salariés, plusieurs entreprises du Groupe en France ont développé, dans le cadre de leurs accords handicap, des dispositifs destinés à leur apporter une aide ponctuelle et de secours pour des besoins de compensation du handicap connexes à la vie professionnelle. Les demandes formulées sont examinées dans un cadre pluridisciplinaire en veillant au respect de l'anonymat.

Plusieurs sociétés du Groupe en France ont également mis en place, dans le contexte de leurs accords agréés, des mesures pour faciliter le maintien dans l'emploi, en deuxième partie ou en fin de carrière, des salariés en situation de handicap.

Des enjeux en constante évolution

Si l'engagement du Groupe en faveur de l'intégration professionnelle des personnes handicapées s'inscrit dans la durée, les enjeux à maîtriser évoluent eux au fil du temps. C'est par exemple le cas :

- de l'enjeu numérique, érigé en priorité des derniers accords handicap d'EDF (*e-learning* « l'accessibilité numérique à toutes les étapes d'un projet ») ;
- de la compensation du handicap psychique au travail.

Action dans le domaine des achats au secteur du travail protégé et adapté

À l'automne 2020, Enedis a lancé en partenariat avec le GESAT, une « tournée digitale des régions » pour accompagner de façon très opérationnelle ses unités dans leurs actions de développement des achats au Secteur du Travail Protégé et Adapté (STP&A) afin de contribuer à l'emploi des personnes handicapées dans les territoires. EDF SA a renouvelé au printemps 2020 ses instructions internes pour faciliter les achats au secteur protégé et adapté.

3.3.3.5 Un cadre clair pour lutter contre les discriminations

Prévenir, accompagner et garantir le respect des orientations sexuelles en entreprise

Le Groupe a adopté une charte éthique dont les 3 piliers sont le respect, la solidarité et la responsabilité. Ces valeurs doivent permettre à chaque salarié, de se sentir bien dans l'entreprise, quelle que soit son orientation sexuelle. Il est de la responsabilité du *management* de prévenir toute situation contrevenant à la loi, qu'il s'agisse de discrimination, de harcèlement ou de propos ou manifestations homophobes.

C'est dans cet esprit qu'EDF a doté, dès 2015, les RH et les *managers* d'un document repères sur « le respect des orientations sexuelles en entreprise » qui est aussi un des premiers guides en France à s'inspirer directement des situations de travail (cas pratiques). EDF est partenaire de l'Autre Cercle [(2)] et signataire de la charte LGBT depuis 2015. Elle est également partenaire et soutien de l'association Energay [(3)] depuis 2010. EDF a également conçu, en partenariat avec l'association Energay, un processus pour accompagner et soutenir les salariés en transition au sein du Groupe. Un document repères « accompagner un salarié en transition chez EDF – respect de l'identité de genre » a été publié en 2019, toujours à l'attention des *managers* et des RH.

Fait religieux dans l'entreprise, un cadre partagé

EDF est convaincu que la performance de l'entreprise passe par le respect des personnes, notamment de leurs croyances, pour qu'elles puissent engager pleinement leurs compétences dans les équipes de travail. Le groupe EDF traite du fait religieux en entreprise depuis 2008, et a publié un premier document repères dès 2010 (mis à jour en 2016) qui a pour objet de proposer aux *managers* et aux responsables RH, des repères pour comprendre, analyser et agir dans le respect de la loi. Tous ces repères sont destinés à prévenir toute situation discriminatoire et à favoriser la construction d'un environnement de travail respectueux des personnes, propice à la cohésion d'équipe et à la performance du Groupe. Le document repères « Fait religieux » fait aujourd'hui référence et s'inspire directement de situations de travail (cas pratiques).

Des outils à disposition de tous

Pour soutenir et porter ces politiques d'inclusion et d'égalité des chances, EDF s'est progressivement doté d'outils de sensibilisation et de formation de l'ensemble de son corps social, tout en outillant de manière plus ciblée les *managers* et les RH. Enedis [(4)] a, par exemple, publié en 2018 un guide repères intitulé « décider sans discriminer » destiné à l'ensemble de ses *managers* et RH.

Pour sensibiliser les salariés à la diversité et favoriser l'émergence de pratiques et d'organisations inclusives, le Groupe a mis en place une offre de formation digitale « Vivre ensemble la Diversité » qui s'appuie sur une mécanique de type *serious game*. EDF SA a, par exemple, pris l'engagement de former ses *managers* avec cet outil.

L'entreprise forme également l'ensemble des acteurs de son processus de recrutement, à l'aide d'un parcours de formation digital qui intègre un module spécifique pour « recruter sans discriminer ». En matière de sensibilisation, EDF propose également des outils adaptés à des formats courts et ludiques qui permettent à chacun d'agir pour un environnement bienveillant, respectueux et inclusif ; des kits « Sexisme, pas notre genre » destinés à s'intégrer dans le rituel des messages santé-sécurité systématiques en début de chaque réunion d'équipe ; trois *serious game*, développés en partenariat avec le Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM Pays de la Loire) pour traiter de l'intergénérationnel, de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, ou de la diversité culturelle.

(1) thevaluable500.com/

(2) L'Autre Cercle est une association LGBT (Lesbienne Gay Bi et Trans) dont l'objet principal est de lutter contre les discriminations dans le monde du travail.www.autrecercle.org

(3) Energay est l'association LGBT des industries électriques et gazières et de leurs ami-e-s www.energay.org

(4) Gestionnaire de distribution géré en toute indépendance.

3.3.3.6 Développement des compétences

3.3.3.6.1 L'engagement du Groupe

Le développement des compétences est un investissement dans le capital humain

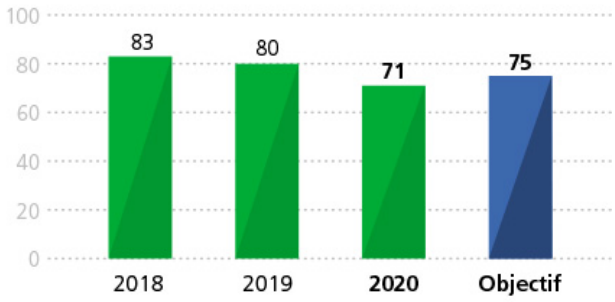
L'année 2020 a été consacrée au déploiement et à la mise en œuvre effective de la nouvelle politique [1] de développement des compétences signée en 2019. Déployée dans les sociétés du Groupe en France, elle précise et coordonne l'investissement dans l'évolution des compétences, en cohérence avec le cadre stratégique d'entreprise CAP 2030.

Cette politique vise à dynamiser la transformation des pratiques en matière de formation et de professionnalisation dans un contexte d'évolution rapide des métiers. Elle ambitionne de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière. Il s'agit de passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un *management* des compétences, contribuant au renforcement de l'employabilité des salariés.

Part des salariés ayant suivi une action développement des compétences

La part des salariés ayant suivi une action de développement des compétences est perturbée cette année par les effets de la crise sanitaire. Malgré une baisse cette année de près de 30 % des heures effectuées en développement des compétences, le Groupe a maintenu l'accès à la formation et à la professionnalisation pour la grande majorité de ses salariés. Par ailleurs, le nombre de salariés sans action de développement des compétences depuis 3 ans a dans le même temps continué de baisser de près de 10 %, confirmant encore que cet accès a donc été globalement maintenu, malgré le contexte.

Taux de salariés ayant suivi une action de développement des compétences (%)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

Investissement dans le développement des compétences

Les dépenses de développement des compétences réalisées dans l'ensemble du Groupe est de 484,9 millions d'euros en 2020 (soit 2 935 euros par salarié à l'effectif). Le contexte particulier de la crise sanitaire a eu un impact important ayant réduit le recours aux formations présentielles.

		2018	2019	2020
Total d'heures de développement des compétences	Nombre	7 629 101	6 820 423	4 735 240
Heures de développement des compétences par salarié à l'effectif	Nombre	47	41	29
Salariés ayant suivi une action de développement des compétences	Nombre	138 131	131 992	117 341
Salariés n'ayant pas suivi d'actions de développement des compétences depuis 3 ans ou plus	Nombre	6 023	6 527	5 907

La mobilisation des acteurs de la formation du Groupe, la mise à disposition de référentiels partagés [2] et l'implication des prestataires externes, ont permis une adaptation rapide aux contraintes générées par la crise sanitaire. La part du recours au distanciel est en forte hausse pour atteindre 22 % des heures de développement des compétences réalisées en 2020.

Réingénierie, digitalisation et adaptation des cursus

L'année a été marquée par d'importantes refontes de dispositifs de formation, tels que :

- la refonte des grands cursus et des cursus à enjeux dans le domaine de la production, tel que « culture nucléaire », grâce à un hackathon de réingénierie ;
- la formation des tuteurs d'alternants, transformés en moins d'une semaine.

Nouvelle orientation et transformation des pratiques

La mise en œuvre de la nouvelle politique a également accéléré les travaux visant à poser les conditions d'une « organisation apprenante », *via* des outils de diagnostic et d'utilisation plus précise des données issues des évaluations des formations. Par ailleurs, le déploiement de l'Action de Formation En Situation de Travail (AFEST) en tant que pratique de professionnalisation des salariés, intégrée à l'activité de production quotidienne, vise à ancrer les compétences et connaissances acquises. Une démarche de *Knowledge Management* a été structurée en vue de son déploiement rapide au sein des métiers du nucléaire.

3.3.3.6.2 Permettre aux salariés d'être acteurs de leur parcours

L'objectif visé consiste à passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un *management* des compétences.

- l'amélioration du « parcours utilisateur » des salariés se poursuit. En rationalisant l'offre catalogue de 37 % sur les deux dernières années, EDF poursuit le travail d'amélioration de l'accessibilité et de la compréhension de l'offre de formation disponible. Le nouveau module formation du SI RH « MyHR » contribue à poser les premières bases d'un marketing de l'offre, approche qui permettra de mettre en adéquation les besoins exprimés et l'offre disponible correspondante ;
- le développement de l'accessibilité de la formation est renforcé par le déploiement d'une offre en distanciel, notamment sur les compétences transverses (langues, bureautique, qualité des écrits, communication orale, posture professionnelle, développement personnel, qualité) par la mise à disposition de plateformes numériques dédiées. Elles sont déployées progressivement sur la majorité des thématiques proposées et à destination de tous les métiers et filiales ;
- enfin, la plateforme interne « ecampus » poursuit son développement (et *via* cette plateforme, des accès à des offres partenaires digitales dédiées). 96 600 salariés ont utilisé e-campus pour se former en 2020, et 40 000 salariés du Groupe ont été accueillis sur les 3 campus corporate (Saclay, Lyon et Chatou).

(1) Sont concernées les filiales ayant leur siège social en France et employant plus de 50 salariés.

(2) Base commune de consignes, processus et modes opératoires.

3.3.3.6.3 La gestion des talents du Groupe

Une politique Talents, au niveau du groupe EDF, fixe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau, les principes et les critères pour l'identification et la validation des talents susceptibles d'évoluer à long terme et à court terme dans des responsabilités de niveau dirigeants. Il s'agit donc d'identifier de manière précoce les talents pour les préparer et les suivre dans la durée, avec une implication forte de tous les dirigeants à différents stades. Pour détecter les talents et futurs dirigeants de demain des *assessments* (junior/senior) ont lieu régulièrement. Ces évaluations sont menées selon un modèle de *leadership* unique, qui a fait l'objet d'une refonte en 2019 et est actuellement en cours de déploiement dans l'ensemble des entités et sociétés du Groupe. Depuis 2018, le programme Talents 2.0 permet de compléter le processus de détection des nouveaux talents. C'est au salarié de s'autodéclarer au travers d'un parcours de tests *on-line* qui conduisent par la suite au passage d'un *assessment*.

3.3.3.6.4 Le renforcement de l'ascenseur social et de la mobilité interne

Le Groupe continue de déployer et de renforcer les différentes composantes de son engagement en faveur de la promotion et de la mobilité internes, grâce à la richesse et la diversité des parcours professionnels. Les leviers confirmés de cet engagement sont l'information aux différents moments de la carrière (par exemple, les e-forums de la mobilité, accessibles à tous, qui fournissent une visibilité régionale des opportunités de postes et de mobilités), l'accompagnement au changement de collège (principalement le passage en collège cadre), et bien évidemment l'effort pour l'alternance, ainsi que les formations promotionnelles (dont les formations promotionnelles diplômantes). Pour ces dernières, l'année 2020 a vu leur nombre s'accroître fortement, ce qui a permis d'atteindre le plus haut niveau de diplômés depuis 5 ans, à 137 pour EDF SA.

L'ambition de l'entreprise consiste à déployer encore davantage le dispositif de reconversion par la formation en alternance. L'objectif est de permettre la réalisation de parcours professionnels variés, y compris dans des contextes contraints et en mutation. Des études sont menées concernant de nouveaux cursus (comptable, appui réglementaire RH, chargé d'exploitation IT, contrôleur de gestion, product owner). Suivant l'exemple réussi de ce qui a été réalisé en termes de formation-reconversion précédemment pour des *data analysts*, EDF décline ce type de dispositif au développement de nouveaux cursus dans d'autres domaines dits en tension : planificateur à l'ingénierie nucléaire, approvisionneur, chargé d'affaires en chaudronnerie, robinetterie, tout en poursuivant de nouveaux cursus de *data analysts*. Voir aussi la section 3.4.3.2 « Redéploiements et accompagnement des personnes ».

3.3.3.6.5 L'accompagnement des dirigeants et *managers* du groupe : l'Université Groupe du *Management*

L'Université Groupe du *Management* (UGM), depuis sa création en 2010, accompagne l'évolution des *managers* et dirigeants du groupe EDF tout au long de leur parcours professionnel. Au cœur des transformations, l'UGM élabore des dispositifs de formation managériale, assure la préparation des « Talents du Groupe » à des responsabilités de niveau dirigeant, ainsi que la professionnalisation et le développement des dirigeants en poste au travers d'un cursus adapté. L'UGM conçoit et met à disposition des programmes et formations contribuant à créer et diffuser au niveau du Groupe une culture commune autour du savoir-faire et des compétences historiques d'EDF, et des pratiques innovantes dans le domaine du *management* et du *leadership*. Enfin, l'UGM développe des partenariats avec les meilleures institutions académiques au niveau mondial, sélectionnées à l'issue de consultations. Les programmes de l'UGM traduisent une exigence de qualité et d'ouverture au changement, avec une capacité d'adaptation aux enjeux internes à l'entreprise. C'est l'UGM qui porte le modèle de compétences de leadership au sein de l'entreprise, multipliant son déploiement à travers ses programmes de formation afin de favoriser une appropriation commune et rapide des principaux enjeux pour préparer l'avenir.

3.3.3.6.6 Le développement des compétences en matière de développement durable

En cohérence avec les orientations de formation de l'entreprise, la formation des salariés et *managers* ainsi que des dirigeants et des administrateurs fait une large place aux thématiques du développement durable. On peut citer l'offre de formation « *Business* stratégique de l'énergie » pour dirigeants, « Entreprise et développement durable » à destination des nouveaux administrateurs du Groupe, mais aussi des parcours 100 % digitaux [(1)] tels que « *Management* et développement durable » ou « Relation aux parties prenantes du Groupe » mise à disposition de l'ensemble des *managers* et dirigeants. Les compétences liées à la production d'électricité bas carbone et à la sûreté des installations sont maintenues et développées grâce aux cursus de formation métiers et aux parcours d'intégration des salariés.

Sur le déploiement massif de la « Fresque du climat » voir aussi la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective ». En matière de biodiversité, le déploiement de la « Fresque de la biodiversité » a été amorcé au dernier trimestre 2020 (voir la section 3.2.1.5.3 « Sensibilisation du grand public »).

3.3.3.6.7 Le développement d'une culture de l'innovation : l'écosystème EDF PULSE

L'entreprise souhaite développer une culture de l'innovation. Il s'agit d'accompagner la transformation de l'entreprise et de ses organisations du travail en cohérence avec les enjeux de performance de l'entreprise, les attentes des salariés et les évolutions sociétales.

L'écosystème innovation s'est structuré *via* la marque « EDF PULSE » afin d'en couvrir toutes les facettes. Cette marque est impulsée par les salariés et accompagnée par des acteurs dédiés dans chaque unité *via* des appels à idées et des dispositifs d'accompagnement : mise en réseau par la création de collectifs d'échanges thématiques transverses au Groupe. Elle est particulièrement dédiée à l'accélération et à la concrétisation des projets à fort impact *via* la constitution d'un incubateur de startups internes EDF Pulse Croissance qui a déjà lancé des filiales telles que Urbanomy [(2)] ou Exaion [(3)].

La démarche est enrichie par les collaborations externes avec le monde universitaire, les *start-ups* (8 000 *start-ups* référencées et plus de 300 en contrat), les fonds d'investissement (une quinzaine de partenariats) et l'échange avec des pairs d'autres entreprises dans des réseaux dédiés. Elle est valorisée à l'échelle du Groupe avec les Prix internes EDF PULSE qui récompensent chaque année des projets innovants portés par des équipes de salariés du Groupe autour de thématiques comme la production bas carbone et la transformation du Groupe.

3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale

Les différentes problématiques d'accès à l'énergie et de précarité énergétique tendent à s'intensifier dans la plupart des pays développés, par le nombre de ménages concernés ou par la gravité des effets rencontrés. C'est pourquoi EDF confirme et renouvelle son engagement en faveur de ses clients en situation de précarité, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe, en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics de solidarité et d'initiatives spécifiques, et en développant toutes formes d'innovation sociale et de mécénat *via* sa Fondation.

3.3.4.1 Connaissance et compréhension de la fragilité

Les problématiques d'accès à l'énergie et de précarité énergétique tendent à s'intensifier dans la plupart des pays développés, par le nombre de ménages concernés ou la gravité des effets rencontrés. La vulnérabilité varie selon la situation géographique, le revenu, la superficie et le type de logement, ainsi que l'énergie utilisée. La mesure même est complexe et variable d'un pays à l'autre. En France, l'Observatoire National de la Précarité Énergétique, dont EDF est partenaire, a publié son indicateur [(4)] affichant 3,3 millions de ménages en situation de précarité énergétique.

(1) Disponible sur la plateforme « ecampusmanagers ».

(2) Urbanomy est une nouvelle *start-up* incubée par EDF Pulse Croissance qui propose des offres de conseil en planification énergétique et urbaine replaçant l'humain au coeur de la ville. La *start-up* accompagne aussi bien les acteurs privés que publics pour les aider à concevoir des espaces urbains durables et résilients.

(3) Exaion est un fournisseur cloud de solutions *blockchain* et calcul haute performance.

(4) ONPE Tableau de bord 2019 (Les indicateurs de quantification de la précarité énergétique).

Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics [1] indique que le pays compte 2,5 millions de ménages en situation de précarité énergétique. En Italie et en Belgique, il n'y a, à ce jour, ni définition, ni indicateur relatifs à la précarité énergétique.

Dans des contextes nationaux très différents aux plans réglementaire, économique, politique, et concurrentiel, le groupe EDF est engagé dans la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des acteurs publics et sociaux et des associations.

L'ensemble des acteurs en Europe constatent des impacts importants des effets de la crise sanitaire sur les clients, dont la précarité augmente. Les ménages énergétiquement précaires sont particulièrement impactés par la baisse des revenus d'activité, mais aussi pour certains par des travaux d'amélioration des logements freinés ou reportés. Une augmentation du nombre de clients en difficulté est prévisible. Des retours d'expérience sur les impacts de la crise sont régulièrement menés par EDF R&D.

EDF R&D anime un programme « Précarité énergétique : comprendre-innover », chargé d'anticiper l'évolution de la précarité énergétique et des politiques publiques, et de concevoir et de développer des innovations permettant de mieux lutter contre la précarité énergétique. Les études de contexte et les réflexions prospectives menées par les chercheurs permettent notamment à cette équipe pluridisciplinaire (sociologie, ingénierie, économie, informatique, *design*, ergonomie, statistiques) d'alimenter les trois volets d'actions (aide au paiement, accompagnement, prévention) de la politique solidarité d'EDF. En France, EDF participe aux travaux de l'Observatoire National de la Précarité Énergétique.

De longue date, le groupe EDF agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles, et privilégie leur accompagnement. L'action menée par EDF se concrétise non seulement par des programmes de recherche et d'innovation, mais aussi par la mise en œuvre de solutions opérationnelles, se traduisant par un accompagnement renforcé des dispositifs publics et des actions spécifiques au groupe EDF.

3.3.4.2 Accompagnement renforcé des dispositifs publics de solidarité et des actions spécifiques du Groupe en période de crise sanitaire

3.3.4.2.1 Accompagnement renforcé de dispositifs publics par le groupe EDF pour en favoriser l'accès et l'efficacité

Le groupe EDF met en œuvre les dispositifs publics en y ajoutant de puissants dispositifs d'accompagnement des populations fragiles, qui lui sont propres.

En France

En matière de prévention, parmi les multiples actions développées, EDF est engagé dans le programme « Habiter Mieux » de l'Anah (Agence nationale de l'habitat) depuis 2011. À ce jour, ce programme a permis de rénover plus de 503 000 logements occupés par des ménages précaires. EDF soutient également le programme « Toits d'abord », avec la Fondation Abbé Pierre, en contribuant à hauteur de 6,3 millions d'euros sur la période 2018-2020. Ce programme est centré sur la construction et la réhabilitation de logements occupés par des personnes aux revenus très modestes.

Le site « Prime énergie EDF » offre un accompagnement financier, sur la base d'un dispositif de l'État renforcé dans le cadre du Plan de relance, pour réaliser des travaux destinés à réaliser des économies d'énergie. Depuis 2019, EDF propose « Mon chauffage durable », une nouvelle offre pour aider les ménages, notamment les plus modestes, à réduire leurs factures énergétiques et leurs émissions de CO_2 en remplaçant leur chaudière au fioul, au gaz ou au charbon par une pompe à chaleur. Les ménages les plus modestes bénéficient avec cette offre d'une prime de 4 500 euros pour tout devis signé à partir du 1er septembre 2020.

EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) mène des actions de sensibilisation et de diagnostic MDE (Maîtrise de l'Énergie) des foyers précaires, comme à la Réunion en partenariat avec la région *via* le programme SLIME (Services locaux d'intervention pour la maîtrise de l'énergie), coordonnées par le CLER, réseau pour la transition énergétique.

En matière d'aide au paiement, en 2020, EDF a continué à promouvoir les chèques énergie, dispositif des Pouvoirs Publics en :

- réalisant des programmes relationnels au moment de l'envoi par les Pouvoirs Publics des chèques énergie et en relance en entrée de trêve hivernale ;
- menant des campagnes d'information auprès des travailleurs sociaux *via* l'action des correspondants solidarité et des conseillers clients solidarité ;
- effectuant des appels sortants (et en faisant réaliser par les structures de médiations sociales pendant la crise Covid de mi-avril à mi-août) pour accompagner les clients dans leurs démarches d'obtention et de remise en ligne du chèque énergie ;
- menant des actions spécifiques de promotion du chèque énergie avec ses partenaires. D'un montant moyen de 150 euros, les chèques énergie ont été adressés par les Pouvoirs Publics à 5,7 millions de ménages en 2020 ;
- EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), ES (Électricité de Strasbourg), et la filiale Sowee développent également des dispositifs d'information et de conseils concernant l'utilisation des chèques énergie et la maîtrise de l'énergie.

À l'international

- Au Royaume-Uni, l'*Energy Carbon Obligation* (ECO3), entièrement destiné aux clients vulnérables, mis en œuvre par EDF englobe à la fois des mesures de réduction des émissions de carbone et de lutte contre la précarité énergétique par l'amélioration de l'efficacité énergétique. EDF communique également, notamment *via* son site web, sur *Warm Home Discount* (rabais sur la facture). Par ailleurs, EDF au Royaume-Uni est le seul fournisseur à avoir pris la décision d'accompagner ses clients dans l'accès au « *Green Homes Grant* », un nouveau fonds gouvernemental qui finance les ménages *via* un système de bons pour des mesures d'isolation et de chauffage bas carbone. EDF a reçu plus de 12 000 demandes à fin septembre.
- En Italie, Edison déploie le « bonus social ». Ce dispositif public prend la forme d'une réduction sur la facture d'électricité, en fonction des niveaux de revenus.
- En Belgique, Luminus développe l'ensemble des dispositifs publics très spécifiques propres à la Flandres, la Wallonie et Bruxelles Capitale.

3.3.4.2.2 Dispositifs spécifiques et volontaires du groupe EDF

La détection des clients en difficulté est une problématique importante partagée par l'ensemble des acteurs. EDF et EDF SEI mènent des actions en ce sens en relation avec leurs partenaires locaux. EDF développe des capacités de modélisation pour caractériser les zones de précarité énergétique et proposer des solutions aux collectivités.

EDF et ses filiales développent auprès des clients particuliers des actions volontaires en matière de plans de paiement, d'échéanciers, d'accompagnement à la gestion budgétaire.

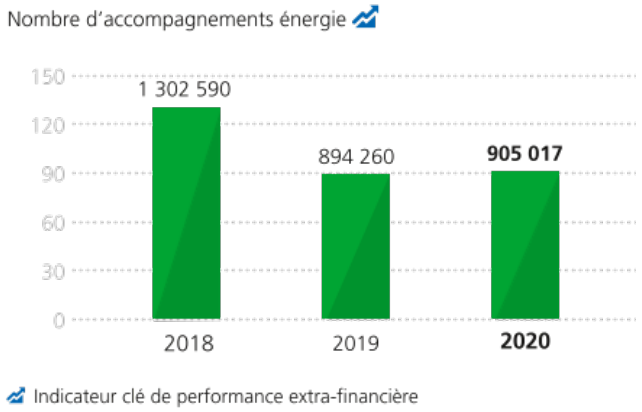
En France, les conseillers clients d'EDF sont sensibilisés aux situations de précarité énergétique. Ils déploient notamment le service « Accompagnement Énergie », s'adressant à tout client connaissant une difficulté et destiné à analyser la situation et à proposer les solutions les plus adéquates. La méthodologie associée à cet indicateur est précisée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

L'indicateur « Nombre d'accompagnements énergie » pour 2020 est 905 017. Il est en très légère augmentation de 1,2 % par rapport à 2019. En avril 2020, EDF a mis en œuvre des mesures inédites pour aider ses clients particuliers dans les circonstances difficiles qu'ils pouvaient rencontrer avec la crise sanitaire de la Covid.

En plus de la mise en œuvre de la trêve hivernale [2] jusqu'au 31 mai, EDF a décidé de garantir la fourniture d'énergie à l'ensemble de ses clients particuliers et a suspendu jusqu'au 1er septembre 2020 toute réduction ou interruption d'énergie ainsi que toute pénalité de retard. Ces mesures exceptionnelles ont été reconduites à l'identique lors du second confinement et jusqu'au 15 janvier 2021. En parallèle, EDF a continué à accompagner ses clients en réalisant des accompagnements énergie pour apporter une solution personnalisée à leurs difficultés de paiement, et ce avec une ampleur comparable à celle de 2019.

(1) *National Statistics Fuel poverty detailed tables 2019.*

(2) La loi Brottes n° 2013-312 du 15 avril 2013 établit une trêve hivernale pour les clients particuliers entre le 1er novembre année N et le 31 mars année N+1. Ces clients ne peuvent pas être coupés pour impayés pendant cette période.



Près de 250 « experts EDF dédiés solidarité » travaillent directement avec les travailleurs sociaux pour accompagner au mieux les clients les plus fragiles. EDF développe l'accompagnement humain ainsi que digital en matière de maîtrise de la consommation et d'accès aux droits. EDF met à disposition les solutions numériques « Mes Écos & Moi », disponibles *via* l'espace client et l'application « EDF & MOI », pour suivre et comprendre ses données de consommation d'énergie et ainsi agir pour mieux maîtriser son budget et faire des économies d'énergie.

En complément des dispositifs législatifs, EDF a noué depuis 30 ans un partenariat actif avec les Fonds de Solidarité Logement (FSL). EDF est à ce jour le premier contributeur après les collectivités, avec plus de 20,3 millions d'euros versés en 2020.

De nombreuses actions de lutte contre la précarité énergétique sont menées en partenariat avec de grandes associations caritatives (Secours Catholique, Fondation Abbé Pierre, Secours Populaire Français). Pour renforcer son accompagnement sur le terrain, EDF est également engagé dans de nombreuses structures de médiation sociale présentes sur tout le territoire en France, dont une quarantaine de PIMMS (Points d'Information et de Médiation Multi-Services). Lieux d'accueil ouverts à tous et animés par des professionnels du lien social, ils facilitent l'accès des ménages en difficulté aux services publics et aux droits sociaux.

EDF est partenaire de l'association « Unis-Cité », qui fait de la pédagogie sur l'usage du chèque énergie grâce à la mobilisation de jeunes en service civique. Il est également partenaire de Points Passerelle des Caisses Régionales du Crédit Agricole qui unissent leurs actions à celles d'EDF pour permettre aux foyers les plus modestes de maîtriser leur consommation d'énergie et de les aider à trouver des solutions à leurs dettes énergétiques. EDF poursuit son partenariat avec l'Union Nationale des Centres Communaux d'Action Sociale (UNCCAS). EDF et EDF SEI déploient le PASS (Portail d'Accès Service Solidarité) qui fluidifie les échanges avec les travailleurs sociaux. EDF SEI ou ÉS mènent des actions de distribution de kits de Maîtrise de la Demande en Énergie (MDE).

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis développe des actions dans le cadre des PIMMS Points d'Information Médiation Multiservices (dont il préside l'Union Nationale). Il participe à l'information et à l'accompagnement des populations fragiles dans les domaines de la sensibilisation aux écogestes et de l'accès aux droits et aux services. Par ailleurs l'action d'Enedis est complémentaire de celles des fournisseurs d'électricité, dans le cadre des procédures pour impayés : Enedis se déplace systématiquement pour contacter le client avant de procéder à une coupure ou une limitation de puissance.

ÉS propose une démarche d'accompagnement personnalisé et chaque client en difficulté bénéficie notamment du maintien de l'énergie à la puissance souscrite, le temps d'entreprendre les démarches nécessaires auprès des services sociaux.

En France insulaire, EDF SEI poursuit ses actions de financement de la MDE vis-à-vis des clients et des bailleurs sociaux (LED, chauffe-eau solaires avec la région à La Réunion, programmes d'isolation thermique, etc.). EDF SEI développe d'autres types d'actions spécifiques, par exemple des travaux d'électrification des écarts (communes de l'intérieur) en Guyane ou encore le programme « WATTY à l'école » qui contribue à la sensibilisation sur les économies d'électricité :

- en Belgique, Luminus propose l'outil « My Luminus » qui permet aux clients de les aider à consommer moins. Afin d'aider les clients qui pourraient être en difficulté, Luminus alerte les clients lorsque leur consommation est trop élevée par rapport à leur consommation habituelle, et propose des échéanciers de paiement si nécessaire. Luminus participe à la plateforme sur la pauvreté énergétique lancée par la fondation « Roi Baudoin ». La plateforme a joué un rôle actif auprès du législateur, elle se concentre actuellement sur les problématiques de défauts de paiement ;
- EDF au Royaume-Uni poursuit ses partenariats, notamment avec *Plymouth Citizens Advice* et aussi *Income Max*, pour accompagner les clients fragiles et leurs permettre d'optimiser leurs revenus en accédant à des aides. EDF au Royaume-Uni a lancé un fonds de soutien à sa clientèle et a examiné, avec l'aide de *Plymouth CA & Income Max*, les cas les plus complexes de clients, en période de crise, pour leur proposer des solutions sur-mesure.

Mesures exceptionnelles mises en œuvre dans le cadre de la crise sanitaire

Dans le contexte de crise sanitaire, EDF a pris des mesures rapides et fortes vis-à-vis de ses clients :

- EDF a choisi de faire un geste de solidarité pour l'ensemble de ses clients particuliers et non pas seulement ceux en situation de précarité (cf. chapitre 3, introduction, « EDF entreprise responsable dans la gestion de la crise sanitaire »). Avant même que les pouvoirs publics ne prennent la décision d'étendre la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet, EDF a suspendu toutes les réductions ou interruptions de la fourniture d'électricité et de gaz, ainsi que les pénalités de retard jusqu'au 1er septembre pour tous ses clients particuliers. Ce faisant, EDF est allé au-delà des mesures mises en place par les pouvoirs publics, avec des dispositions plus larges ;
- pendant la crise sanitaire du 1er semestre 2020, les 250 experts solidarité d'EDF ont intensifié et élargi leurs appels habituels et se sont mobilisés auprès des travailleurs sociaux pour proposer des solutions individualisées : mise en place de délais de paiement personnalisés ou proposition de solutions spécifiques afin d'accompagner au mieux les clients en situation de précarité énergétique. Plus de 260 000 clients ont été contactés sur l'été 2020 ;
- durant le second confinement, EDF a reconduit les mesures inédites prises lors du premier confinement. Pour aider ses clients particuliers dans ces circonstances exceptionnelles :
  - EDF a garanti la fourniture d'électricité en suspendant, jusqu'au 15 janvier 2021, toute réduction ou coupure d'électricité, et toute pénalité de retard sur les factures émises pendant cette période,
  - EDF s'est engagé à assouplir les échéances de paiement pour ses clients en situation difficile ;
- ÉS, EDF SEI, Luminus ont également adapté leurs dispositifs. EDF SEI a suspendu les réductions de puissance et les coupures pour non-paiement de mars à fin août. Edison a lancé son programme « Edison 4 Italy » pendant le confinement du printemps, axé sur les clients vulnérables, pour repousser la date limite de facturation et proposer des échéanciers ;
- EDF au Royaume-Uni a recentré l'activité de son équipe spécialisée « *Priority services* » pour soutenir les clients les plus vulnérables, en particulier ceux dont les compteurs à prépaiement étaient peu ou pas alimentés, afin de garantir que leur approvisionnement soit maintenu ou rétabli de toute urgence. Des campagnes d'appels sortants ont été mises en œuvre vis-à-vis des clients vulnérables. Des actions caritatives ont également été menées, en lien par exemple avec des salariés et des pharmacies pour le portage de médicaments aux personnes les plus isolées ;
- en Italie, Edison est partenaire du « Manifesto », le manifeste de l'énergie du futur, aux côtés des consommateurs (créé pour soutenir la libéralisation du marché de l'énergie, avec les entreprises du secteur énergétique et les associations de consommateurs). Dans le contexte difficile de la crise sanitaire, les entreprises et associations de consommateurs porteuses de l'initiative ont développé un outil facile à consulter qui résume les mesures mises en œuvre par l'ARERA (Autorité de régulation de l'énergie, des réseaux et de l'environnement) en faveur des consommateurs. Il s'agit d'un réel vademecum capable de guider les familles et de les accompagner et est disponible sur les sites web des entreprises et des associations de consommateurs du Manifeste de l'énergie. Il contient également les nombreuses mesures supplémentaires que les entreprises du secteur de l'énergie ont mises en place pour faire face à l'urgence.

3.3.4.3 Innovation sociale

Au cœur même de ses métiers ou *via* sa Fondation, le groupe EDF développe des initiatives visant à favoriser l'émergence de solutions innovantes au profit des plus fragiles.

3.3.4.3.1 L'innovation sociale au cœur des métiers

- EDF développe le « Don d'énergie », une innovation sociale et digitale, en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre. Depuis début 2019, les clients EDF disposant de l'application « EDF & Moi » et de son fil d'actualités peuvent faire un don pour aider des ménages en difficulté à payer leur facture d'électricité, quel que soit leur fournisseur d'électricité. L'attribution de ces dons est confiée à la Fondation Abbé Pierre dans le cadre de ses missions d'accompagnement des ménages les plus fragiles. EDF abonde ce don défiscalisé à hauteur de 100 %.
- EDF a développé pour ses clients particuliers plusieurs outils numériques permettant une meilleure compréhension de leur consommation et donnant des indications pour consommer moins : E.quilibre, Fil d'actualité, etc. Ces outils sont rarement utilisés par les ménages les plus fragiles qui cumulent souvent précarités numérique et énergétique. EDF R&D expérimente en conséquence, dans le cadre du projet de l'ADEME « *So Mel So Connected* », des modules de formation à ces outils qui sont dispensés sur le terrain par des partenaires associatifs.
- EDF a conçu des espaces mobiles spécialement aménagés pour aller à la rencontre des personnes au cœur des territoires et au plus près des quartiers populaires. De format mobil-home, bus ou barnum « Mon Appart'Eco Malin MAEM » a vocation à expliquer les éco-gestes *via* la présentation d'usages concrets « comme à la maison ». La MAEM Box permet une approche ludique de la sensibilisation à la maîtrise de l'énergie. Elle est constituée d'un support représentant les principales pièces d'un logement avec ses équipements et d'un jeu de cartes avec des questions sur les éco-gestes. En 2019, EDF a présenté le jeu MAEM digital, une application déclinée de la MAEM Box.
- EDF a poursuivi en 2020 le partenariat avec ASHOKA France (entrepreneuriat social) et un réseau de 7 accélérateurs d'innovation sociale. EDF a été, dans ce cadre, partenaire d'un troisième appel à solutions sur une thématique élaborée dans le cadre d'un atelier associant diverses entités d'EDF et des parties prenantes, visant à servir des enjeux mutuels. Il s'agissait de définir une thématique en lien avec l'héritage des JOP Paris2024. EDF a bénéficié de l'appui de ESS2024, la plateforme solidaire des JOP Paris2024 (associant Les Canaux Maison des économies solidaires et innovantes de la Ville de Paris, Yunus Centre, Paris2024, et la société de livraison des ouvrages olympiques SOLIDEO). La thématique « Environnements et inclusion au service de la santé » (logements et lieux publics, la santé au cœur de l'habitat ; éducation et infrastructures ; sport au service de la santé de toutes et tous ; lien social, inclusion et solidarité locale) aboutira au soutien et à l'accompagnement par EDF de 5 lauréats.
- Dans le cadre de son partenariat avec UNIS-CITES (jeunes en service civique), le gestionnaire de réseau de distribution Enedis développe la sensibilisation à la maîtrise de l'énergie, aux enjeux du développement durable, dans les quartiers populaires de la ville, où Enedis développe notamment des ateliers d'inclusion numérique, à destination des plus fragiles.
- ÉS a lancé le déploiement d'un projet d'animation autour des économies d'énergie sous la forme d'un Escape Game, en partenariat avec EDF, le Conseil Départemental du Bas-Rhin et des partenaires locaux.

3.3.4.3.2 Innovation sociale et mécénat

Depuis plus de 30 ans, le groupe EDF et sa Fondation soutiennent des actions d'intérêt général et inscrivent ainsi la politique de mécénat de l'entreprise dans des valeurs de respect, solidarité et responsabilité. Dotée d'un budget de 10 millions d'euros par an, la Fondation d'entreprise groupe EDF procède d'une démarche commune de plusieurs filiales du Groupe, représentées au sein du Conseil d'administration dans une logique de mécénat de Groupe.

Les actions philanthropiques sont réalisées soit par la Fondation, soit en régie directe par la société mère EDF SA et par les filiales du Groupe :

- en matière de lutte contre la précarité, en France, en 2020, la Fondation a soutenu 180 projets pour un montant de 2,2 millions d'euros. Elle a créé un fonds d'urgence et de solidarité pour aider les plus démunis à faire face aux conséquences économiques et sociales de la crise sanitaire : aide alimentaire, hébergement, produits de première nécessité, fourniture d'ordinateurs, pour un montant de 1,3 million d'euros (562 000 euros urgence + 750 000 euros solidarité) ;
- à l'international, la Fondation a soutenu 63 projets de lutte contre la précarité pour un montant de 2,3 milliards d'euros dont 46 projets d'associations concernant lesquels l'électricité constitue un vecteur d'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement, (apport combiné de financement et de compétences techniques de salariés du Groupe) ;
- elle a également dédié 700 000 € à protéger les populations internationales (Afrique, Asie, Amérique du Sud) de la crise sanitaire et de ses conséquences économiques et sociales au travers d'un fonds d'urgence et de solidarité international : apport à 400 000 bénéficiaires défavorisés de biens de première nécessité (nourriture, hygiène), d'accès à la santé, de moyens d'accéder à l'école à distance, de retour à l'emploi et d'autonomie alimentaire ;
- parmi les 37 associations soutenues, Électriciens Sans Frontières tient une place particulière en tant que partenaire historique du Groupe : 13 projets ont été soutenus en 2020 et un appui financier a été apporté pour la crise au Liban.

Engagement des salariés

La Fondation concilie en France, auprès des associations, l'apport d'un soutien financier et la mise à disposition de salariés grâce au mécénat de compétences et à l'engagement bénévole :

- en 2020, les soutiens de projets d'inclusion et d'éducation à l'international ont donné lieu à 22 missions techniques en mécénat de compétences réalisées en 187 jours ouvrables par 17 salariés dans 10 pays différents ;
- les ingénieurs chercheurs d'EDF R&D ont mis l'excellence de leur savoir-faire technologique au profit de l'intérêt général, *via* le mécénat de compétences scientifiques. En 2020, leurs compétences en matière de physique, de mécanique et mathématiques ont été mises au profit du projet SCIENCES2024 en vue de développer des solutions innovantes et d'optimiser les performances des athlètes handisport ;
- la Fondation et les délégations régionales du groupe EDF ont aussi encouragé les salariés à exercer du bénévolat auprès d'associations sur les territoires. Une plate-forme de *matching* (*EDF Human Pacte*) a été développée pour faire se rencontrer les offres des associations et les salariés souhaitant s'engager : 289 engagements ont été décomptés sur la plateforme et 900 hors plateforme ;
- les salariés d'EDF au Royaume-Uni ont réuni 100 000 livres sterling au profit du « *Prostate Cancer UK* » abondés par l'entreprise de 150 000 livres sterling, en déployant des initiatives virtuelles en période de confinement : cours de danse virtuels, chasses au trésor virtuelles, tombola en ligne, vidéos personnelles des employés qui parlent de leur propre expérience de cancer de la prostate et de l'importance de soutenir l'organisme de bienfaisance.

Éducation

L'éducation est un facteur essentiel de développement humain, de croissance économique et un moyen de lutter contre toutes les formes d'exclusion. La Fondation groupe EDF s'y investit en France et à l'étranger pour un montant annuel de près de 2 millions d'euros. Parce que l'éducation est un premier pas vers la réduction des inégalités sociales et économiques, elle finance des solutions qui attaquent les racines des difficultés d'emploi des jeunes en France. Ainsi 2 000 stagiaires de milieux défavorisés sont accueillis chaque année et dirigés vers l'entreprise *via* une plateforme « Viens voir mon taff », financée par la Fondation. Plusieurs actions très significatives sont menées en faveur des 100 000 décrocheurs scolaires, qui chaque année quittent le système éducatif français sans diplôme ni qualification.

À l'international, c'est notamment en amenant l'énergie dans les établissements scolaires que la Fondation EDF aide à améliorer les conditions d'éducation (accès à des outils pédagogiques modernes, mise en place de soutien scolaire en soirée, poursuite des cours même en cas de faible ensoleillement) et le taux de scolarisation des enfants (cantines scolaires, centres d'hébergement…). La Fondation a soutenu 5 projets de ce type en 2020 représentants 5 630 bénéficiaires.

Inclusion

En 2020, les soutiens de projets d'inclusion et d'éducation à l'international ont donné lieu à 25 missions techniques en mécénat de compétences réalisées en 196 jours ouvrables par 17 salariés dans 11 pays différents :

- la Fondation groupe EDF a par exemple financé, au profit de 215 000 bénéficiaires, un modèle original d'épiceries solidaires, dédiées à l'aide alimentaire. Ce modèle articule lutte contre la précarité (une participation financière symbolique donne accès à des achats en libre-service, avec du choix et de la diversité), inclusion et autonomisation (un accompagnement social personnalisé à la gestion de son budget autonomise les plus démunis), création d'emploi et lutte contre le gaspillage alimentaire (des chantiers d'insertion réemploient des chômeurs de longue durée qui collectent les invendus et approvisionnent ces épiceries) ;
- le FAPE EDF agit pour soutenir le développement de l'emploi et favoriser l'insertion sociale et professionnelle des personnes qui en sont éloignées. En 2020, plus de 300 projets sont soutenus par le FAPE EDF et près de 3 500 emplois ont été créés ou consolidés.

Impact des actions philanthropiques

La Fondation a soutenu des actions d'intérêt général pour un montant de 12 milliards d'euros [(1)]. EDF réalise depuis 2016 avec sa Fondation une évaluation systématique de la réalisation et de l'impact des projets financés. Les conventions de mécénat précisent les indicateurs de réalisation et d'impact pour les bénéficiaires, dont l'atteinte est contrôlée au travers d'un bilan annuel demandé à l'association porteuse du projet. 10 % de la somme allouée sont suspendus à la production de ce bilan et à l'atteinte de ces indicateurs.

3.4 Développement responsable

Le Groupe entend se développer de manière responsable, et c'est pourquoi il s'engage à maintenir et développer une culture de dialogue et de concertation dans les projets conduits par le Groupe, à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère, à développer les filières industrielles, et à déployer un comportement responsable dans le cadre de son développement numérique.

DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE

ENGAGEMENTS, POLITIQUES ET ACTIONS AU REGARD DES ENJEUX RSE	CONTRIBUTION AUX OBJECTIFS DD DE L'ONU	INDICATEURS-CLÉS DE PERFORMANCE
DIALOGUE ET CONCERTATION AVEC LES PARTIES PRENANTES	16	Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur (%)
DÉVELOPPEMENT TERRITORIAL RESPONSABLE	8, 9, 10, 11, 17	Taux annuel d'achats à des PME en France (%)
DÉVELOPPEMENT DES FILIÈRES INDUSTRIELLES	4	Evaluation qualitative
NUMÉRIQUE RESPONSABLE	12	Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation (millions)

3.4.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes

3.4.1.1 Engagement en matière de dialogue et de concertation autour des projets [(2)]

L'ambition du groupe EDF est d'organiser autour de chaque nouveau projet, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, impliquant les communautés locales et autochtones tout au long du cycle de vie des projets. Le groupe EDF s'engage à mettre en œuvre les règles de dialogue conforme aux principes de l'Équateur [(3)] et ce, pour tous les projets de plus de 50 millions d'euros examinés en CECEG de l'année d'exercice, et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

Concrètement, il s'agit pour chaque projet concerné :

- d'identifier les parties prenantes ;
- d'initier la concertation le plus en amont possible ;
- d'informer de façon claire et transparente sur le projet ;
- de recueillir les avis des parties prenantes et d'y répondre ;
- de mettre en place un système de traitement des propositions et des réclamations ;
- de veiller à la participation des peuples autochtones dans le processus de concertation ;
- d'assurer un *reporting* public.

À l'horizon 2030, l'objectif est que 100 % des projets de plus de 50 millions d'euros fassent l'objet d'un dialogue ou d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur.

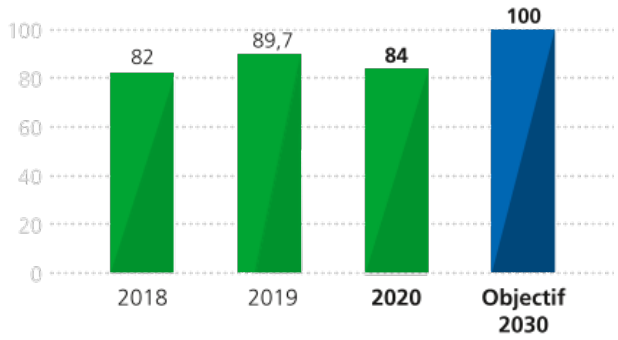
En 2020, les projets, hors ceux des filiales régulées, entrant dans le cadre des critères définis ont représenté 25 dossiers examinés en CECEG dont 84 % d'entre eux, ont fait l'objet d'une concertation.

(1) À la date de publication de la DPEF, la consolidation des montants correspondant au soutien effectué en régie directe n'est pas encore disponible.

(2) Sur le point spécifique de l'accès aux EUA et SIA en France : conformément à la réglementation française, les parties prenantes ont accès aux résultats des évaluationsd'impact environnemental (EIA) et social (SIA) pour les ICPE par exemple de Dalkia ou EDF R ou sur les sites de communautés locales à l'international. EDF met à disposition la documentation associée aux projets, dont ces EIA et SIA obligatoirement publiées sur les sites des préfectures ; elles comprennent notamment les avis de l'Autorité environnementale ou du commissaire enquêteur pour être soumises à débat ou enquête publique le cas échéant.

(3) Il s'agit d'un cadre de référence du secteur financier visant à identifier, évaluer et gérer les risques environnementaux et sociaux des projets. Il regroupe 10 principes :equator-principles.com.

Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur (%)



Indicateur clé de performance extra-financière

La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

3.4.1.2 Quelques exemples récents du dialogue et de la concertation dans les territoires

En 2020, EDF a continué à mener des démarches participatives de dialogue et de concertation sur tous ses projets, quelle que soit la technologie utilisée. Ces démarches aboutissent le plus souvent à des solutions proportionnées conciliant des critères environnementaux, économiques, énergétiques et techniques. Ces démarches font l'objet d'un suivi rigoureux et adapté à l'ampleur et la nature de la concertation.

Dans le domaine hydro-électrique (1)

EDF Hydro, en raison de la nature des impacts de ses projets, a développé une expertise particulière dans ce domaine. Il a produit, en 2020, un corpus de référentiels techniques de dialogue et concertation pour viser à mieux répondre aux exigences croissantes d'information et de participation du public.

Quelques exemples illustrent l'étendue de cette expertise :

- le Comité de Suivi Environnemental (CSE) du chantier Sabart est une instance de contrôle, de suivi et de pilotage mise en place au lancement des travaux, qui s'est tenue six fois entre fin 2017 et septembre 2020 ;
- le projet de passe à poissons du barrage de Malause (Tarn-et-Garonne) a donné lieu à plusieurs réunions d'information avec des élus des 8 communes concernées, la Communauté des Communes et le Comité Départemental du Tarn-et-Garonne, les antennes locales de la Fédération de Pêche et la Fédération Française de Canoë-Kayak, l'Office de Tourisme et les différentes bases de loisirs et clubs sportifs de proximité. Leurs attentes et interrogations complémentaires seront traitées lors de la deuxième partie du projet, qui porte sur l'aménagement du tronçon court-circuité pour répondre à différents enjeux de développement économique local ;
- sur La Rance (Ille-et-Vilaine), la concertation volontaire qui a été engagée à l'initiative de l'État, de Natura 2000 et d'EDF avec l'ensemble des acteurs de la Rance maritime (70 acteurs issus des collectivités, riverains, usagers, acteurs économiques, associations environnementales…), a permis d'aboutir, en mars 2020, à la validation du nouveau référentiel de niveaux en Rance. Cette issue répond aux attentes de nombreux acteurs et garantira les meilleures conditions de suivi de la rehausse du niveau haut dans l'estuaire. La sous-préfecture de Saint-Malo a proposé d'assurer le continuum de la concertation, *via* l'organisation de deux comités de suivi par an, réunissant les parties prenantes de la concertation et permettant de faire remonter les retours du territoire et d'adapter en fonction le nouveau référentiel.

Dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables

Deux concertations préalables de projets photovoltaïques ont été menées et réussies sur le territoire du Pays Terres de Lorraine. EDF Renouvelables s'est engagé publiquement à opérer sur le territoire pendant vingt ans, maximisant ainsi les retombées économiques sur le territoire. Des réunions publiques ont été organisées avec les habitants qui ont abouti à la création d'un comité de suivi et à un atelier participatif sur les usages du site, et à des réunions avec les experts naturalistes sur l'aspect environnemental.

Le projet éolien du Blayais d'EDF Renouvelables a fait l'objet d'une concertation préalable volontaire (une première en France avec la garantie de la Commission Nationale du Débat Public) au sein du territoire d'ancrage de la centrale nucléaire du Blayais. En vue de favoriser les conditions de son acceptabilité, EDF Renouvelables a souhaité faire évoluer le projet sous forme d'un mix élargi, qu'il présentera en 2021.

Dans le domaine nucléaire

La phase d'écoute et de dialogue initiée par le débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR) s'est poursuivi en 2020 à travers une concertation post-débat public PNGMDR (septembre 2020 – février 2021). Cette concertation se déroule sur Internet (avis, questions-réponses) et *via* la participation à 5 rencontres publiques en présentiel ou webinaires. EDF porte à nouveau les sujets de changement de statut des déchets à très faible activité et la création d'un nouveau site de stockage temporaire. Les conclusions du débat public ont permis d'acter ces principes.

Au Royaume-Uni, la demande d'autorisation d'aménagement pour la construction de Sizewell C a été soumise à l'inspection de l'urbanisme (PINS) en mai 2020. Après acceptation, EDF au Royaume-Uni a sollicité l'avis des résidents locaux et des parties prenantes pendant 12 semaines. Au 30 septembre, PINS avait reçu 1 287 observations qui sont en cours de traitement. D'autre part, l'équipe projet veille à prendre en compte l'ensemble des remarques et interrogations adressées au bureau d'information de Sizewell C. Certaines d'entre elles ont d'ailleurs conduit l'équipe projet a examiner des améliorations possibles et des changements seront discutés avec les autorités locales du Suffolk au premier trimestre 2021.

3.4.2 Développement territorial responsable

Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère, à la fois par sa contribution en termes d'emploi locaux, par sa contribution en termes d'achats locaux et de création de valeur économique, et par sa contribution fiscale. Le groupe EDF s'engage aussi en matière de développement d'énergies bas carbone et d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

3.4.2.1 Contribution au développement par l'emploi

3.4.2.1.1 Effectifs du Groupe d'EDF

Stabilité dans un contexte en transition

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élèvent à 165 200 salariés au 31 décembre 2020. 5 sociétés ont un effectif de plus de 10 000 salariés : EDF (63 244), Enedis (38 624), Framatome (15 015), Dalkia (18 198 (2)) et EDF au Royaume-Uni (11 717). Cet effectif augmente légèrement par rapport à fin 2019 (+ 0,3 %) dans un contexte de transition énergétique, d'évolutions technologiques et de pression concurrentielle accrue en France et au Royaume-Uni. 80 % de l'effectif est français, 96 % de l'effectif est situé en Europe (dont France), et 4 % hors d'Europe.

(1) Sur le lien des questions de concertation avec les questions d'ancrage territorial, voir aussi 1.4.1.3.1.4 Les enjeux de la production hydraulique (l'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques).

(2) En 2020, l'ensemble des effectifs de la filiale Imtech située en Irlande et au Royaume-Uni a été consolidé dans les effectifs de Dalkia. En 2019, 50 % avaient été consolidés dans les effectifs de Dalkia et 50 % dans ceux d'EDF Energy ; d'où les variations d'effectifs pour les deux filiales.

Effectifs du Groupe en France

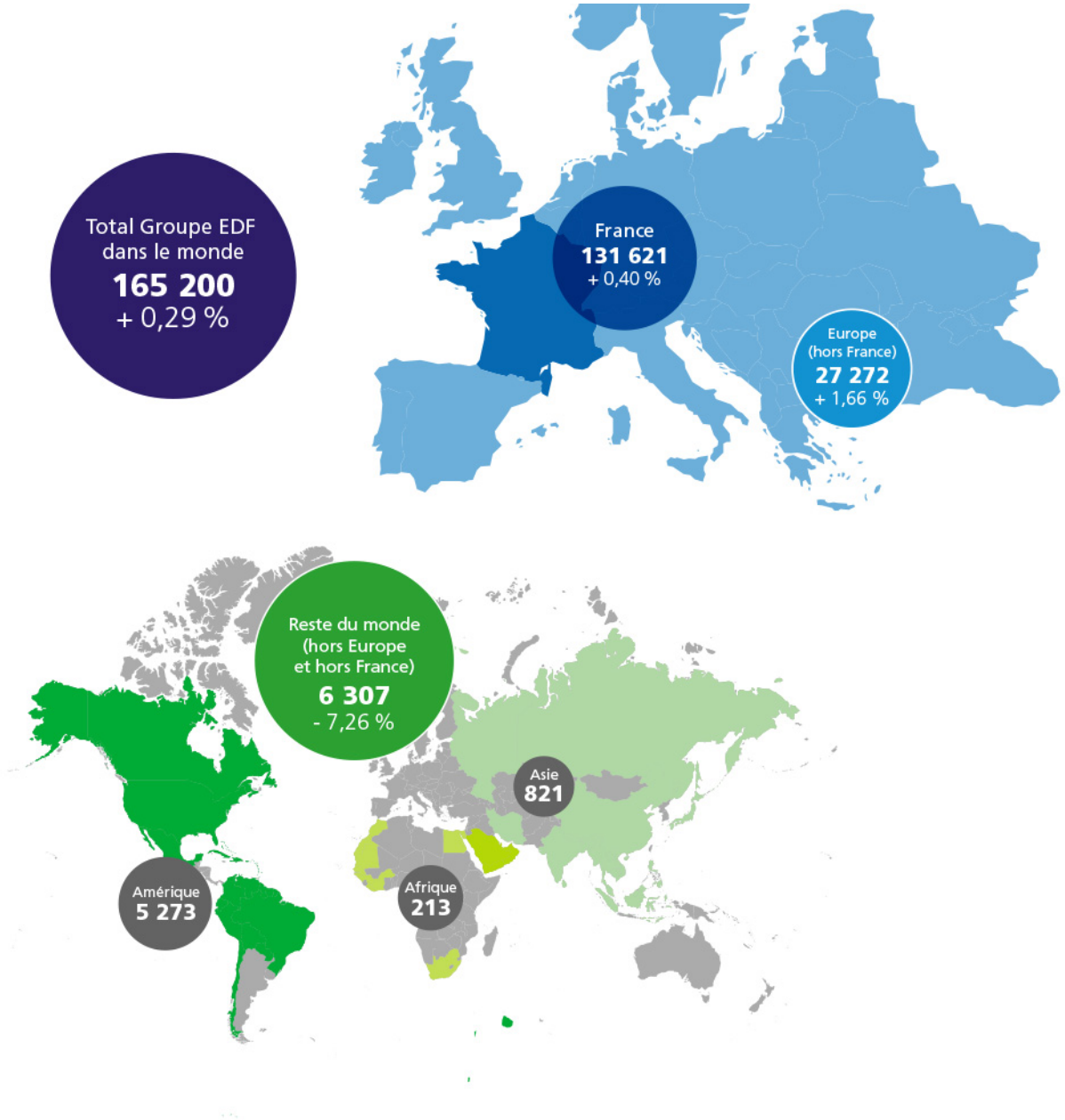
Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 131 621 salariés au 31 décembre 2020, effectif en très légère augmentation par rapport à l'effectif France de 2019 (+ 0,4 %). Cette évolution traduit une évolution contrastée des sociétés du groupe EDF en France. Les sociétés de services et de prestation dans le nucléaire sont en forte croissance pour accompagner le développement de leur activité avec des hausses de 9 % pour EDF Renouvelables, 22 % pour EDF ENR, 3 % pour Dalkia, 5 % pour Framatome ou 33 % pour Cyclife en France (déconstruction).

EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité (nouveau nucléaire, développement du renouvelable, développement de nouvelles offres commerciales notamment digitales, mobilité électrique, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international…). Ces adaptations conduisent à une diminution progressive des effectifs depuis fin 2019 (- 1 %). Il a, par ailleurs, été proposé dès 2019 un plan de départ anticipé volontaire aux salariés des directions en décroissance d'activité, et près de 676 salariés ont quitté l'entreprise à ce titre en 2020. Un travail de prospective a été réalisé à l'échelle du Groupe avec l'ensemble des filiales afin d'envisager la transformation du corps social et de certains métiers clé pour les entreprises pour adapter les effectifs et compétences à court, moyen et long terme, et pour développer les parcours professionnels intra-Groupe.

Effectifs du Groupe à l'international (1) : 96 % de l'effectif international est européen

25,5 % de l'effectif est situé en dehors de France. Cet effectif est stable et marqué par le recentrage des activités de Dalkia et Citelum en Europe, aux dépens de la zone Amérique et par un mouvement inverse de la part d'EDF Renouvelable (+ 13 % d'effectifs dans le reste du monde). Les effectifs du Groupe hors Europe se situent essentiellement en Amérique (5 273), en Asie (821) et, dans une moindre mesure, en Afrique (213).

Précisions sur la répartition géographique des effectifs au 31 décembre 2020



(1) Filiales consolidées.

Répartition géographique des effectifs	2020	Évolution (en %)
France	131 621	+ 0,4
Europe (hors France)	27 272	+ 1,7
Amérique	5 273	
Asie	821	
Afrique	213	
Reste du monde	6 307	- 7,3
TOTAL GROUPE EDF DANS LE MONDE√	**165 200**	**+ 0,3**

√ *indicateur 2020 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA.*

Précisions sur la répartition des effectifs (1)

Groupe EDF	Unité	2018	2019	2020
Par structures				
EDF	Nombre	65 368	63 962	63 244
Enedis	Nombre	38 691	38 754	38 624
TOTAL groupe EDF √	Nombre	165 790	164 727	165 200
Effectif total groupe EDF *(en équivalent temps plein – ETP)*	Nombre	162 209	161 523	161 200
Par collèges				
Salariés de moins de 25 ans √	%	7 %	7 %	7 %
Salariés de 25 à 35 ans √	%	29 %	29 %	28 %
Salariés de 36 à 45 ans √	%	26 %	26 %	27 %
Salariés de 46 à 55 ans √	%	26 %	26 %	26 %
Salariés de 56 ans et plus √	%	12 %	12 %	13 %
Par collèges				
Nombre de cadres	Nombre	52 366	53 095	53 485
Nombre de non-cadres	Nombre	113 424	111 632	111 715
Temps partiel				
Salariés à temps partiel	Nombre	10 406	10 389	9 748

√ *indicateur 2020 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA.*
Pour la répartition par sexe, voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle ».

3.4.2.1.2 Recrutements

Le groupe EDF est l'un des premiers recruteurs industriels en France avec plus de 7 607 salariés embauchés en CDI, CDD et 6 724 alternants en 2020. EDF a fait de l'alternance un élément clé de son sourcing de compétences et de son ambition humaine, en accueillant en formation plus d'un alternant sur 100 en France au sein du Groupe. Le Groupe est par ailleurs un acteur majeur de l'inclusion des jeunes avec près de 27 % des alternants issus de quartier prioritaires et des zones rurales revitalisées.

Embauches/départs*	Unité	2018	2019	2020
Embauches	Nombre	9 809	10 377	11 214
Départs retraite/inactivité	Nombre	3 775	3 444	3 523
Démissions	Nombre	3 141	3 285	2 452
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	1 114	1 545	1 174
Turn over	%	5,4 %	5,6 %	5,6 %
Autres arrivées	Nombre	6 739	7 289	6 258
Autres départs	Nombre	8 562	10 259	8 691

* *Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.6.2.3 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant la DPEF ».*

Les recrutements sont ciblés prioritairement sur les métiers techniques, SI, en tension, rares ou en développement. La part des cadres dans les recrutements externes s'est maintenue aux alentours de 28 % à l'échelle du Groupe de même que la part des recrutements de femmes dans un contexte de baisse d'attractivité du secteur industriel.

(1) Les précisions méthodologiques associées à ces données sont explicitées en section 3.7.2.3 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant la DPEF ».

L'année 2020 a fait l'objet de plusieurs nouveautés dans le domaine du recrutement :

Mise en place de la marque « employeur Groupe »

Le Groupe a mis en place la marque « Employeur Groupe » avec la valorisation de ses filiales (nucléaire et services énergétiques) sur le site carrière *via* un mode agile. Il a refondu les fiches métiers et mis en place des pages régionales. EDF ne cesse d'innover pour maintenir à un haut niveau l'attractivité du Groupe comme l'a illustré, au premier semestre, l'opération d'open innovation « Co-développons l'industrie au Féminin » puis, au second semestre, le premier e-forum externe stage pour proposer aux jeunes, lors des « Electric Days », des stages en 2021.

EDF reste l'un des employeurs les plus attractifs pour les étudiants, les alternants et les jeunes diplômés comme l'attestent les classements cette année :

- classement EPOKA : EDF est l'entreprise préférée des étudiants et jeunes diplômés dans le secteur de l'énergie et 2e tous secteurs confondus des écoles d'ingénieurs ;
- classement Universum : EDF figure dans le top 10 des entreprises préférées des étudiants ingénieurs ;
- classement *Happy Trainees* : il mesure le niveau de satisfaction des alternants et stagiaires et place EDF en 3e position des entreprises accueillant plus de 1 000 jeunes (alternants et stagiaires dans l'entreprise).

EDF reste également dans le haut de tous les classements des études réalisées auprès des expérimentés :

- classement Universum : EDF se situe dans le top 5 des entreprises préférées des cadres issus des écoles d'ingénieurs et 2e des entreprises préférées des Bac+2/3 expérimentés ;
- Classement IFOP : EDF est la 3e entreprise française la plus admirée (+ 7 places).

Entretiens en ligne

La totalité des entretiens de recrutements s'est déroulée en ligne pendant la crise sanitaire, renforçant ainsi l'image digitale du groupe EDF sur la partie recrutement. Cette image s'est aussi confirmée avec le premier e-forum *jobdating* stages en juillet 2020 qui a permis de proposer des emplois aux stagiaires de fin d'étude du Groupe.

Reconnaissance des compétences externes

Le groupe EDF a adapté la manière de reconnaître les compétences externes : reconnaissance de nouveaux titres, recrutements hors statut exceptionnels sur des compétences de niche… Ainsi, afin de gagner en attractivité sur un marché concurrentiel sur les profils informatiques, il a été décidé le recrutement des salariés ayant un titre 7 bac + 5 au niveau cadre, afin d'aligner les salaires d'embauches sur le marché.

Expérimentation du recrutement par cooptation

EDF, dans la continuité de plusieurs filiales du Groupe, a décidé d'expérimenter le recrutement par cooptation confiant ainsi à ses salariés un rôle d'ambassadeur reconnu et valorisé, au service de la qualité de sourcing. Ce dispositif offre un triple avantage : il renforce l'attractivité du Groupe, il donne des perspectives aux nouveaux embauchés dès le début de carrière et il permet aux métiers qui co-recrutent de bénéficier d'une même compétence tout au long d'un projet commun.

Mise en place d'un sourcing responsable et gagnant-gagnant

Début 2020, le groupe EDF a mis en place un sourcing responsable et gagnant-gagnant en proposant des offres d'emploi à des salariés avec expérience du secteur industriel touchés par des PSE. Cette nouvelle approche a été amplifiée avec la mise en place d'un accompagnement de la filière aéronautique à l'été 2020, en mettant en visibilité un volume d'offres d'emploi à destination des salariés touchés par la crise de cette filière. Ces profils expérimentés viennent équilibrer les pyramides des âges d'équipes dans lesquelles le Groupe recrutait essentiellement des jeunes diplômés.

3.4.2.1.3 Quelques illustrations de contribution au développement territorial par l'emploi

L'empreinte emplois d'un territoire, d'un projet ou d'un champ d'activité se décompose en impacts directs (salariés EDF), indirects (impact des achats d'EDF sur l'ensemble de sa chaîne de fournisseurs) et induits (impact de la consommation des salariés). Les salariés d'EDF, mais aussi les salariés de la chaîne de fournisseurs impactés par les achats d'EDF, consomment une partie de leur salaire sur le territoire, et payent des impôts et taxes.

L'empreinte Emploi d'EDF SA

L'étude 2020 (1) montre que 339 857 emplois (dont 66 487 directs) sont soutenus, en progression de 10 000 emplois par rapport à 2018, de sorte qu'un emploi direct en génère 4,1 sur le territoire, soit 1,2 % des emplois français soutenus par EDF.

L'empreinte emplois des métiers de la production et de l'ingénierie (DPNT et DIPNN)

D'après la 5e étude de l'empreinte emploi des métiers de la production ingénierie DPNT et DIPNN (y compris achats de l'entreprise EDVANCE) et DTEAM (Division Thermique Expertise et Appui Industriel Multi-métiers) portant sur l'année 2019, l'effet sur l'emploi national en nombre d'emplois représente 37 880 emplois directs pour un total de 213 813 emplois, en incluant les emplois indirects de rang 1, les emplois indirects sur le reste de la chaîne de fournisseurs, les emplois induits par la consommation des ménages et les emplois induits par les dépenses des administrations publiques. Un emploi direct EDF contribue à soutenir plus de 4 emplois indirects et induits.

La contribution à l'emploi des métiers et filiales du Groupe

EDF Hydro génère 5 727 emplois directs, dont 5 431 contrats à durée indéterminée et 293 contrats d'alternance, ainsi que 3 276 emplois indirects répartis sur l'ensemble du territoire.

Au Royaume-Uni, le projet HinkleyPoint C a généré, depuis son démarrage, 10 300 emplois et la formation de 640 apprentis.

Au Laos, le Fonds de développement Nam Theun 2 a été déployé afin de financer des projets de moyens de subsistance, de santé, d'éducation et de renforcement des capacités, décidés et mis en œuvre par les communautés avec un soutien technique, contribuant ainsi à la création de 200 emplois locaux chez les sous-traitants.

ENEDIS représente un effectif compris entre 45 000 et 50 000 emplois, en diminution en raison de la crise Covid.

Dalkia contribue au soutien de la filière forestière grâce à l'exploitation de chaufferies biomasse, ce qui représente près de 2 000 emplois en France en 2020.

Le projet du parc éolien en mer de Saint-Nazaire d'EDF Renouvelables a d'importantes retombées sociales et économiques, notamment locales (région pays de la Loire), grâce à l'usine de Général Electric à Montoir de Bretagne et l'usine des Chantiers de l'Atlantique. 1 800 ETP ont travaillé sur le projet de Saint-Nazaire en septembre 2020.

3.4.2.2 Contribution au développement par l'impôt

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour définir les principes applicables, en matière de fiscalité, à l'ensemble des relations du Groupe avec ses partenaires financiers ou commerciaux et les autorités publiques ou fiscales. La politique fiscale est portée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe. Elle a été validée en 2017 par le Comité exécutif.

Fin 2020, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (*country by country reporting*) des données de l'exercice 2019, conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts qui fait suite aux recommandations de l'OCDE.

3.4.2.2.1 La politique fiscale du Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toutes natures fiscales ou douanières à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

(1) Étude Goodwill sur la base des chiffres consolidés de 2019.

Cette politique doit être appliquée dans tout le Groupe, par toutes ses entités contrôlées quelle que soit leur nature ou leur situation géographique, à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels elle constitue un guide. L'ensemble du personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à préserver la réputation du Groupe et réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités. Les orientations sont les suivantes :

- renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales ;
- maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux ;
- mettre en place des outils, les *reporting* et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du cash fiscal [1], ainsi qu'un pilotage attentif et proactif du taux effectif d'imposition du Groupe ;
- garantir les conditions nécessaires à l'obtention de rapports constructifs avec les autorités fiscales et publiques de toute nature en entretenant avec elles une relation transparente et professionnelle.

Des principes éthiques

Dans le cadre de la répartition entre pays des marges opérationnelles internes au Groupe, EDF veille à appliquer une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent. EDF ne dispose pas d'implantation juridique (société, succursale ou bureau de représentation) dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale qui ne soit pas sous-tendue par des raisons d'activité économique et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux *via* ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF recourt à des captives et à des mutuelles pour compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance. Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance. Trois captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC. (détenue à 100 % par EDF), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Ré (détenue à 100 % par EDF), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF ;
- Tereco (détenue à 100 % par Framatome), société de réassurance du périmètre Framatome située au Luxembourg pour réassurer un portefeuille de risques dont celui de la responsabilité civile nucléaire de Framatome.

3.4.2.2.2 Les impôts payés par le Groupe

En 2020, le groupe EDF a supporté une charge de 3 797 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA [2], en hausse de 1 million d'euros par rapport à 2019.

Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1,8 milliard d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à - 945 millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,1 % [3] (contre une charge de - 1 532 millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 23,96 %). La baisse de la charge d'impôt de 587 millions d'euros entre 2020 et 2019 est analysée en section 5.5.5 « impôts sur les résultats ».

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 983 millions d'euros en 2020 (922 millions d'euros en 2019) [4].

Le détail des impôts sur le résultat payés dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe figure en annexe, en section 3.9.6 « Cartographie des parties prenantes ».

3.4.2.3 Contribution au développement par les achats

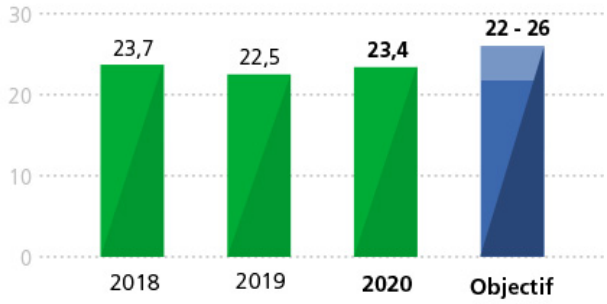
3.4.2.3.1 Volume des achats à l'échelle territoriale

La Direction des Achats (DA) Groupe poursuit ses actions auprès des fournisseurs, dont les PME/ETI/TPE/*start-ups*, avec la mise en œuvre opérationnelle d'un processus adapté pour les achats d'innovation et pour faciliter l'accès des PME à ses marchés. Ceci passe par :

- des conditions générales d'achats simplifiées et de conditions générales d'achats propres aux « petites commandes » (en ligne sur l'espace dédié aux fournisseurs du site www.edf.fr) ;
- un questionnaire d'aptitude simplifié destiné aux nouveaux fournisseurs, pour les consultations de montants inférieurs aux seuils de la directive européenne 2014/25/UE ;
- un processus d'achats et des contrats types adaptés pour les *start-ups* et les PME innovantes (45 tests, 1,6 million d'achats innovation en 2020) ;
- un espace dédié sur le site institutionnel www.edf.fr (guichet unique).

En termes d'achats aux PME situées en France, l'objectif est fixé à hauteur d'une fourchette comprise entre 22 % à 26 % des achats réalisés par EDF et le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis [5]. La valeur 2020 s'établit à 23,4 %, conforme à l'objectif poursuivi.

Taux annuel d'achats à des PME en France (%)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

En 2020, dans le cadre des consultations, la Direction des Achats continue à inciter ses fournisseurs de 1er rang à faire appel à des fournisseurs locaux, tout en respectant les exigences de la directive européenne 2014/25/UE, à l'occasion de marchés de travaux ou de prestations sur les sites de production d'électricité. Dans la continuité de l'année 2019, la DA participe au programme *Destination ETI Smart City Utilities* de l'association Pacte PME et à différents événements organisés par BPI France et des CCI. Elle conduit des actions de sensibilisation des PME aux contrats et habilitations nécessaires pour postuler à des marchés du groupe EDF et met en relation ces PME avec les métiers et filiales intéressées. Elle accompagne également les métiers pour favoriser l'accès des entreprises du territoire aux chantiers de déconstruction (Brennilis, Bugey…) ou pour mobiliser autour des appels d'offres du Grand Carénage.

À titre d'exemples récents, on note que le projet HPC d'EDF au Royaume-Uni recense plus de 4 000 entreprises inscrites sur le portail fournisseurs de HPC. Les fournisseurs locaux disposent de contrats signés directement avec HPC ou avec ses fournisseurs de rang 1. Depuis le démarrage du projet, 2,2 milliards de livres sterling ont été directement dépensés auprès des fournisseurs régionaux. S'agissant de la nouvelle centrale de Romanche Gavet, son inauguration en septembre 2020 marque une étape clé du projet de reconfiguration hydro-électrique de la vallée de la Romanche : en termes de contribution au développement économique local, et outre les 306 ETP au pic du chantier, ce sont 637 entreprises et sous-traitants qui ont travaillé sur le projet, et 108 millions d'euros de commande passées à des entreprises auvergnates.

(1) Cash fiscal : impôt décaissé.
(2) Voir la note 5 de l'annexe aux comptes consolidés « Excédent brut d'exploitation ».
(3) Voir la note 9.2 de l'annexe aux comptes consolidés « Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôts) ».
(4) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.
(5) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.4.2.3.2 Stratégie et démarche achats responsables

Stratégie achats

EDF s'adresse chaque année à environ 12 100 fournisseurs.

La Direction des Achats Groupe gère les achats d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatique et télécommunications pour certaines filiales. Ce périmètre représente plus de 7,2 milliards d'euros de commandes en 2020 (près de 8 milliards d'euros de commandes en 2019), hors fournisseurs appartenant au groupe EDF, avec la répartition suivante : 4,3 milliards d'euros en achats d'ingénierie et de production, 1,8 milliard d'euros en achats tertiaires et de prestations et 1,1 milliard d'euros en achats d'informatique et télécom.

En 2020, les cinq premiers fournisseurs d'EDF représentent 11,5 % du montant total de ses commandes (hors combustible) et les dix premiers fournisseurs représentent 18,6 % de ce montant. Il s'agit par ordre alphabétique de : Cap Gemini Technology Services, Clemessy, Demathieu Bard Construction, Endel SAS, GE Steam Power Service France, Onet Technology TI, Orano DS Demantèlement et services, Orys, Spie Nucléaire et Westinghouse Électrique France SAS.

Les fournisseurs sont considérés comme stratégiques *via* un critère de non-substituabilité et à raison du volume d'achats. Le taux de dépendance des fournisseurs est également un indicateur qui est suivi. EDF mène les actions de surveillance adaptées

Une démarche d'achats responsables

La démarche d'achats responsables d'EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement. Elle est structurée par la Direction des Achats Groupe qui fixe le cadre général et anime la filière Achats dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux.

Sur la responsabilité dont le Groupe a fait preuve en situation de crise sanitaire, voir l'introduction de ce chapitre « EDF, entreprise responsable dans la gestion de la crise sanitaire ».

La politique Achats Groupe, actualisée en 2019, énonce le respect des valeurs du Groupe par ses fournisseurs et l'inclusion systématique de clauses en matière environnementale, sociale et de droits de l'homme dans les marchés. La signature d'un engagement de conformité [(1)], sur les sujets corruption-blanchiment-financement du terrorisme-conflit d'intérêts, conditionne la participation de tous les fournisseurs à tous les appels d'offres. La « Charte développement durable entre EDF et ses fournisseurs » [(2)] est une pièce contractuelle signée de chaque marché qui s'impose à tous les fournisseurs ainsi qu'à leur propre chaîne de valeur. Quand elles ne déclinent pas directement ces outils, les grandes filiales ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques. À titre d'exemple, 100 % des fournisseurs qualifiés d'EDF Renouvelables ont signé sa charte développement durable.

De leur côté, les acheteurs sont également sensibilisés à l'importance de la démarche d'achats responsables au travers, notamment, de leur cursus de formation (module dédié à ce sujet).

Le politique achats Groupe privilégie l'ancrage local et la création de valeur dans les territoires [(3)]. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. Cette politique favorise de longue date la relation aux PME, ainsi que le recours au secteur adapté et protégé et aux structures d'insertion par l'activité économique. EDF use pleinement des nouvelles possibilités offertes par la directive 2014/25/UE sur les réservations de certains achats à ces secteurs. En 2020, les achats d'EDF au secteur solidaire sont de 13,5 millions d'euros.

Le développement volontaire des synergies industrielles entre les entités d'EDF renforce la cohérence du Groupe dans ses relations avec les fournisseurs et prestataires. C'est, par exemple, le cas dans les achats éoliens pour lesquels Luminus et EDF Renouvelables coopèrent, mais aussi dans l'hydraulique, le nucléaire, le thermique, la HTB, ou encore les achats tertiaires et IT pour lesquels la presque totalité des filiales en Europe partagent des contrats-cadres d'EDF.

Dans la mise en œuvre des contrats d'achat, la Direction des Achats Groupe veille au maintien de l'équité financière à l'égard des fournisseurs, notamment par le respect des délais de paiement et des actions de *pricing*. Chaque acheteur signe obligatoirement un engagement déontologique qui rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

En juillet 2019, EDF a été sanctionné par la DGCCRF pour des retards de paiements de fournisseurs. L'entreprise s'est rapidement engagée dans un plan d'actions volontariste pour atteindre 100 % des factures payées dans les délais. La reconduction du label « Relations Fournisseurs et Achats Responsables » confirmée fin septembre 2020, après un audit de suivi, marque la reconnaissance du travail accompli. Ce label a été délivré à EDF en 2015 par le ministère de l'Économie, la Médiation des entreprises et le Conseil national des achats, et distingue les entreprises entretenant des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs [(4)].

Le groupe EDF propose à ses fournisseurs l'affacturage inversé collaboratif qui leur offre la possibilité de préfinancer leurs factures avant la date d'échéance contractuelle, cela dès l'émission du bon à payer par EDF [(5)].

Affacturage inverse collaboratif	2018	2019	2020
Nombre de fournisseurs bénéficiaires	532	550	692
Montants concernés *(en millions d'euros)*	744	1 074	1 183

Des relations fournisseurs responsables et équilibrées

Le groupe EDF dispose d'un médiateur d'entreprise depuis 2010 qui peut être saisi directement et gratuitement par les fournisseurs. La saisine du médiateur peut être réalisée soit *via* son site Internet, soit par voie postale [(6)], recours indiqué sur les Conditions générales d'Achat et sur le portail achat du Groupe.

Enfin, comme toutes les parties prenantes, les fournisseurs peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe [(7)].

Dans chaque pays, pour nourrir le dialogue, promouvoir le *sourcing* territorial et la montée en compétences des entreprises locales, les entités animent des forums réguliers ou des dispositifs spécifiques tels « CAP ENR » ou les ateliers « Une rivière, un territoire ».

La Direction des Achats Groupe poursuit son action volontariste de « Partenariats Productivité ». Le but est d'améliorer la performance d'exécution du contrat par la coopération entre EDF et son fournisseur, pour un partage des gains, qui peuvent être financiers, organisationnels ou techniques (gains indirects liés, par exemple, à des réductions de durée de chantiers ou des coûts évités). En 2020, la Direction des Achats Groupe a décidé de focaliser le suivi « Partenariat Productivité » sur les gains précisément mesurable [(8)].

Partenariats Productivité	2020
Gains de productivité au périmètre EDF *(en millions euros)*	44,1

(1) edf.fr/sites/default/files/Lot%203/FOURNISSEURS/HOMEPAGE/Nos-processus/20190501_edf-declaration-et-engagement-de-conformite.pdf

(2) edf.fr/sites/default/files/Lot%203/FOURNISSEURS/ACHAT%20RESPONSABLE/charteddedffournisseursv2042014.pdf

(3) Voir la section 3.3.1.2.6 « Création de valeur sur les territoires ».

(4) EDF est l'un des premiers signataires de la Charte Relations Fournisseurs Responsables.

(5) EDF fait ainsi bénéficier ses fournisseurs d'un taux d'intérêt basé sur son propre risque financier et sur sa qualité de signature.

(6) mediateur.edf.fr | ou par voie postale (Médiateur du groupe EDF – TSA 50026 – 75804 Paris cedex 08).

(7) edf.fr/edf/dispositif-alerte-groupe

(8) Le résultat 2020 n'est donc pas comparable à celui des années précédentes mesurant les gains de productivité au sens large.

Une analyse des risques renforcée

Le respect des engagements RSE des fournisseurs est principalement assuré par la priorisation des évaluations, définie sur la base d'une cartographie des risques qui couvre la totalité des catégories d'achats d'EDF, au périmètre des achats couverts par la Direction des Achats Groupe. Sur cette base, en 2020, la DA a renforcé la performance de son analyse des risques, mise en place notamment conformément à la loi sur le Devoir de vigilance. La nouvelle méthodologie prend en compte tous les volets de la RSE (environnement, relations et conditions de travail, droits humains, éthique et conformité). Elle permet, *in fine*, de déterminer le niveau de risque résiduel et d'identifier des actions à mener auprès du fournisseur.

Les risques bruts et les risques résiduels [(1)] sont évalués sur une échelle de 1 à 4 : risque limité, significatif, majeur ou critique. Les parades mises en place en amont de la contractualisation, les clauses contractuelles, ainsi que la surveillance des contrats permettent de sécuriser le risque résiduel critique sur les segments évalués. Des risques résiduels majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits de l'homme. 15 % des segments d'achats analysés sont classés à risque « résiduel majeur » ; 51 % sont classés à risque « résiduel significatif » ; 34 % sont classés à risque « résiduel limité ».

La surveillance des fournisseurs est principalement assurée par le métier ou le *contract management*, qui dispose notamment de fiches d'évaluation de la prestation (FEP) et de fiches d'évaluation fournisseur (FEF). Chaque année, près de 10 000 évaluations sont ainsi réalisées, permettant de contrôler près de 2 000 fournisseurs.

En complément, des évaluations et des audits RSE sont réalisés :

- concernant les questionnaires, la Direction des Achats Groupe utilise la plate-forme Internet d'évaluation et de dialogue ACESIA de l'AFNOR. Les questionnaires renseignés par le fournisseur font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale ;
- les audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants.

À fin 2020, 2 200 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont près de 900 ont été contrôlés. Les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans près de 40 % des questionnaires contrôlés. Le choix des fournisseurs évalués ou audités est notamment fondé sur la nouvelle cartographie des risques fournisseurs et les questionnements des acheteurs et des métiers, sur les contrats en cours d'exécution. Les entités du Groupe n'utilisant pas ACESIA, mettent en œuvre des modalités d'évaluation qui leur sont propres. La Division de la Production Nucléaire (DPN) demande à ses fournisseurs de s'engager à respecter la « Charte de progrès pour un nucléaire exemplaire et performant » et le cahier des charges social du Comité stratégique de la filière nucléaire. Edison utilise une plateforme d'autoévaluation, articulée autour des dix principes du « Global Compact » et partagée avec d'autres entreprises. EDF Renouvelables évalue ses fournisseurs d'équipements stratégiques éoliens et solaires dans ses processus de qualification qui comportent des critères sur l'ensemble des champs de la RSE. Un fournisseur de turbines chinois, qualifié pour la première fois, l'a été sur le seul périmètre de ses usines certifiées ISO14001.

Toutes les entités du Groupe réalisent des audits d'évaluation ou de suivi dans leur *supply chain*. Les équipes de Dalkia, par exemple, ont réalisé 2 225 audits auprès de leurs sous-traitants en 2020. EDF Hydro a audité 62 de ses fournisseurs : l'un d'entre eux a obtenu une notation insuffisante sur la maîtrise des risques RSE chez un sous-traitant en Chine, conduisant à la demande d'un plan d'action et à une demande de vigilance renforcée sur les commandes qui lui sont passées. Luminus a constaté un écart important chez un sous-traitant d'un de ses principaux fournisseurs. Après plusieurs alertes, l'entité a suspendu son contrat jusqu'à la mise en conformité de l'entreprise concernée.

La Direction des Achats a diligenté 40 audits RSE *in situ* dans le monde entier, dont 48 % en France. Le scope de ces audits couvre l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementaux, sociaux et éthiques. Quatre audits qualité ont également été réalisés. Les audits RSE ont pour but d'éprouver les engagements RSE adoptés et consistent en audits de terrain (siège, site de production du fournisseur ou chantier sur un site EDF). À titre d'exemple récent, dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la catégorie « vêtements de travail », une campagne d'audits a été réalisée auprès des soumissionnaires ainsi que leurs sous-traitants principaux. Seuls les fournisseurs dont l'audit apparaît « acceptable avec commentaires » pourront être attributaires. De manière générale, les conditions sanitaires de 2020 ont mécaniquement réduit le nombre d'audits sur site qui seront reportés en 2021. En dehors de 8 audits de fin d'année dont le rapport n'était pas finalisé à la date du bilan, 41 % ont eu un résultat « satisfaisant », 56 % un résultat « acceptable avec commentaire » et 3 % un résultat « insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs. Pour les audits avec un résultat « insuffisant » ou « non satisfaisant », sur la base du plan d'actions proposé et sur l'avis des acteurs en charge du contrat (achat/métier), un audit de suivi pourra être programmé l'année suivant l'audit initial. Ces campagnes montrent que le niveau de maturité des fournisseurs reste encore relativement peu élevé en matière de maîtrise de risques RSE dans leur propre chaîne d'approvisionnement, en particulier pour les PME auditées Le risque pandémie a revanche fait l'objet d'une bonne prise en compte par l'ensemble du panel audité. De plus, le *management* opérationnel des sujets sécurité et environnement fait de plus en plus appel à des processus de certification de type MASE ou ISO 14001.

3.4.2.3.3 Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon

Depuis la reprise de ses contrats de charbon par JERA Trading (JERAT), EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un actif promoteur de Bettercoal, l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont EDF a été membre fondateur. Bettercoal réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon pour faire progresser la RSE dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, particulièrement dans les mines, et notamment pour s'assurer du respect des droits fondamentaux. La démarche opérationnelle (audits et autoévaluations) s'articule autour d'un code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de *management*, mais aussi de performance concernant : l'éthique et la transparence ; les droits de l'homme et du travail (tels que la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants, le droit à un salaire décent) ; les questions sociales (y compris la santé et la sécurité) ; et l'environnement. EDF n'a plus renouvelé son adhésion mais ses approvisionnements en charbon restent couverts par Bettercoal car JERA Trading, son fournisseur, en est devenu membre, favorisant par ailleurs le développement de l'influence de Bettercoal en Asie.

Concernant l'uranium, EDF s'approvisionne principalement à long terme *via* des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs (Australie, États-Unis, Canada, Kazakhstan, Afrique du Sud et Russie). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai. La méthode a été élaborée avec WNA (*World Nuclear Association*). La question de la sécurité, particulièrement soulignée dans le cadre de l'activité minière (sécurité du process), constitue un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Ce référentiel prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales (droits de l'homme, registre d'alertes, droits des personnes indigènes, radioprotection) et l'environnement, compris dans son acception la plus large (eau, diversité, déchets, réhabilitation des sites après extraction).

EDF réalise chaque année ses audits de mines *via* des moyens internes (2 audits par an). Les rapports présentent points forts, recommandations et suggestions. Parmi ces dernières, les plus récurrentes concernent des points liés à la santé-sécurité (port des équipements individuels de protection comme les gants ou les lunettes), à l'affichage des consignes de sécurité, au suivi des accidents, au contrôle radiologique, au suivi des émissions de CO_2 ou des propositions relatives au bien-être au travail. Les recommandations issues des audits sont reprises dans les plans d'amélioration continue. Le programme d'audit 2020 a dû être suspendu compte tenu de la crise sanitaire internationale. Ces audits seront réalisés dès que la situation sanitaire le permettra. La DCN s'est assuré auprès de ses fournisseurs qu'un suivi de la situation sanitaire était réalisé au plus près de leurs installations et a organisé des points téléphoniques réguliers avec eux pour partager sur les modalités d'organisation du travail mises en œuvre pour préserver la santé et la sécurité des collaborateurs.

(1) Les risques résiduels sont ceux persistant après mise en place de parades.

3.4.2.3.4 Sous-traitance responsable

La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

- donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ;
- faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, de compétences et d'impact social ;
- développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui notamment du nouvel accord mondial RSE (article 4) du groupe EDF signé le 19 juin 2018, ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance Socialement Responsable » signé le 19 octobre 2006 au sein d'EDF.

Les engagements de l'accord RSE Groupe

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la santé-sécurité de ces salariés.

Le groupe EDF met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir. Le recours à la sous-traitance relève principalement des activités industrielles, commerciales, du système d'information et de l'immobilier. L'année 2020 a confirmé les tendances de 2019 dans la nature des activités confiées à la sous-traitance.

D'une manière générale, pour l'ensemble de ces domaines, les choix de sous-traitance ou de ré-internalisation des activités sont issus d'une analyse stratégique par segment de politique industrielle.

Cette analyse prend en compte des critères tels que :

- les enjeux de maîtrise de compétences stratégiques pour l'entreprise (cœur de métier…) ;
- les variations de charge ponctuelles, saisonnières ou liées à des projets et la souplesse nécessaire pour y faire face ;
- le maintien d'une maîtrise d'ouvrage robuste et des compétences de surveillance nécessaires ;
- la priorisation en interne des activités à plus forte valeur ajoutée ;
- la rareté de certaines compétences très pointues et dont le besoin est ponctuel ;
- les compétences nouvelles, qui n'existent pas (ou pas suffisamment) dans l'entreprise ;
- les amplitudes horaires nécessaires à l'activité ;
- la dimension économique (contraintes budgétaires, gains/économies attendus…).

Les politiques de sous-traitance font l'objet d'une révision régulière, généralement annuelle, pour les adapter aux évolutions internes ou externes. Elles sont suivies par un comité mondial RSE, composé de l'ensemble des organisations syndicales du Groupe et de 2 fédérations mondiales (PSI et IndustriAll) qui se réunit 1 à 2 fois par an, et par un comité de pilotage qui traite du suivi opérationnel de l'instance 2 fois par an. Concernant EDF SA, un comité de suivi de l'accord de sous-traitance socialement responsable, composé des organisations syndicales signataires, se réunit 2 fois par an pour traiter de la mise en œuvre de l'accord à travers les politiques industrielles des directions métiers.

Dans le domaine industriel

Les actions de progrès engagées depuis 2015 et concrétisées dans la « Charte de Progrès » signée en juin 2016 entre EDF et les organisations professionnelles représentant les prestataires sous-traitants du Groupe, se sont poursuivies en 2020. Il en est notamment ainsi des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3, engagées depuis 2017, en vue de la réduction de la charge d'activité. L'accompagnement des sous-traitants sur les sites en fermeture est organisé avec les parties prenantes territoriales. En 2020, ceux de Fessenheim ont bénéficié d'accompagnements personnalisés.

Dans le domaine nucléaire et avec d'autres exploitants, EDF a fourni aux industriels lors de la « Journée Perspectives France » du Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN) le 1er octobre 2020, une visibilité sur la charge à 9 ans. Sur la base d'hypothèses, cet exercice inédit a permis aux industriels de se projeter et de préparer l'avenir du mieux possible.

Aussi, parmi les différents chantiers du plan excell lancé en 2020, l'un porte sur l'amélioration de la relation d'EDF avec ses fournisseurs, en réponse à l'objectif de renforcement de la qualité industrielle et vise notamment à faire des fournisseurs de la filière nucléaire de véritables partenaires d'EDF pour une meilleure performance des grands projets industriels. Dans ce cadre, EDF a lancé en septembre son premier baromètre de la Relation Fournisseurs (144 fournisseurs interrogés) afin de recueillir leur point de vue et retour d'expérience. Cette démarche a été particulièrement bien accueillie par les fournisseurs. Les résultats confortent les actions engagées en matière d'évolution contractuelle et de fonctionnement en entreprises étendue. Par ailleurs, parmi les points de satisfaction, les fournisseurs apprécient fortement les conditions de travail sur les sites EDF, que ce soit en matière de sécurité (97 % considèrent que leurs salariés travaillent dans des conditions de sécurité optimales), de traitement (91 % estiment qu'ils sont bien traités) et de santé (89 % indiquent qu'ils bénéficient d'un suivi santé adapté).

Les actions lancées dans le domaine nucléaire seront amplifiées et accélérées par le plan de relance. Il prévoit notamment une enveloppe de 200 millions d'euros dédiés au soutien aux PME/ETI sous la forme d'un fonds d'investissement financé à hauteur de 100 millions d'euros par l'État et à hauteur de 100 millions d'euros par EDF, et qui sera investi en deux tranches. L'objectif est de soutenir des ETI et PME sensibles de la filière ou d'accompagner leur croissance.

Dans le domaine des systèmes d'information

L'entreprise a poursuivi en 2020 la mise en œuvre de sa stratégie industrielle dans le domaine IT qui dessine la part dévolue à la sous-traitance. En témoignent notamment l'action volontariste maintenue en faveur des logiciels *open source* (libres et gratuits), celles mises en œuvre pour aider la montée en compétences des ETI, PME et *start-ups* ou encore celles qui visent à simplifier les dispositifs de contractualisation notamment avec les *start-ups*, vecteurs d'innovation. La vigilance sur les conditions de formation et de turnover des prestataires est maintenue dans un contexte où le nombre total de fournisseurs du domaine IT a continué à augmenter.

Dans le domaine commercial

Dans un contexte concurrentiel accru, le commercialisateur a maintenu son recours aux centres de contacts externes pour faire face aux variations de charge et couvrir l'amplitude horaire élargie, les actes à valeur étant orientés vers les conseillers internes. Qu'ils soient internes ou externes, les centres de relation clients EDF sont localisés en métropole. Les prestataires externes sont choisis dans le respect des règles liées aux achats publics et sont labellisés pour les activités de relation clients et développement commercial. Les centres internes ont choisi le label « Engagé RSE Afnor ».

3.4.2.4 Contribution au développement par l'accès à l'énergie dans les pays en développement

L'accès à l'électricité est un vecteur de progrès et de développement, y compris en matière de santé, d'éducation, de sécurité. Le taux d'électrification mondial a augmenté régulièrement depuis 2010 mais laisse tout de même plus de 800 millions de personnes sans accès à l'électricité, dont environ la moitié en Afrique subsaharienne. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) précise qu'en Afrique le nombre de personnes sans accès à l'électricité va augmenter pour la première fois en 2020 depuis des années, le revenu par habitant déclinant d'environ 6 %.

Ce sujet majeur est pris en compte dans le cadre des objectifs de développement durable des Nations Unies. EDF poursuit son action dans ce domaine, renouvelle ses modèles et étend son champ d'action. Le Groupe développe de nouveaux modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et économiques.

3.4.2.4.1 Nouveaux modèles d'affaires

EDF développe des projets *off-grid* visant la fourniture de services électriques à des particuliers ou des très petites entreprises, pour l'essentiel en Afrique avec ZECI en Côte d'Ivoire, ZEGHA au Ghana, BBETO au Togo, KES en Afrique du Sud et depuis 2020 avec SunCulture (pompage solaire) au Kenya et SMG en Zambie (voir la section 1.4.5.3.9 « *Off-grid* – énergie hors réseaux »).

Avec environ 40 millions d'euros d'investissement ces quatre dernières années en faveur de l'électrification rurale, EDF permet aujourd'hui de fournir l'énergie (10 à 13 MW installés) à plus de 800 000 personnes et ambitionne de multiplier ce chiffre par 4 sur les 3 prochaines années. Cette fourniture d'énergie s'accompagne de la fourniture d'équipements « basse consommation » (lampes, radios, ventilateurs, télévisions).

La filière travaille également sur de nouveaux produits permettant de répondre aux besoins des populations, dont notamment les pompes solaires, et souhaite intensifier son développement dans les *mini-grids*.

La Direction Internationale a procédé au lancement d'un programme de commercialisation de 5 000 pompes solaires au Togo *via* sa filiale BBOXX. EDF Togo est en partenariat avec l'État togolais, qui subventionnera une partie de ce programme destiné à aider les petits fermiers en zones rurales dans le contexte de la pandémie Covid.

Un projet d'EDF R&D est dédié à l'évaluation et aux tests de technologies d'accès à l'énergie que la Direction Internationale d'EDF implémente avec ses partenaires dans divers pays africains. EDF R&D poursuit ses travaux de recherche sur les microréseaux, pour l'industrialisation fiable et à bas coûts répondant aux besoins et marchés locaux. En 2020, R&D a poursuivi le développement de deux outils digitaux sur le thème de l'accès à l'énergie. L'un vise à définir les stratégies optimales entre extension de réseau existant, développement de microréseaux indépendants ou solutions individuelles (kits solaires). Le deuxième vise à identifier les zones propices au développement commercial de kits solaires dans des pays d'Afrique ou d'Asie du Sud-Est. EDF R&D, *via* son centre EIFER en Allemagne, a également intégré le projet européen LEOPARD sur le thème des microréseaux en Afrique, avec un démonstrateur prévu dans des villages du Bénin.

3.4.2.4.2 Grands projets et accès à l'énergie

La plupart des grands projets d'EDF visent à améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale, *a fortiori* en Afrique et en Asie.

Le projet de barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun répond à la demande d'électricité croissante du pays avec une solution bas carbone durable, et un coût de l'électricité produite très compétitif. Ce projet est inscrit comme une priorité nationale pour sécuriser le système électrique du Cameroun.

3.4.2.4.3 Mécénat

En matière d'accès à l'énergie à l'international, le groupe EDF intervient également sous le régime du mécénat au travers de sa Fondation. La Fondation a soutenu 39 projets d'associations pour lesquels l'électricité est un vecteur d'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement, par un apport combiné de financement et de compétences techniques de salariés du Groupe, pour un montant de 1,5 million d'euros.

À l'international, c'est notamment en amenant l'énergie dans les établissements scolaires que la Fondation EDF aide à améliorer les conditions d'éducation (accès à des outils pédagogiques modernes, mise en place de soutien scolaire en soirée, poursuite des cours même en cas de faible ensoleillement) et le taux de scolarisation des enfants (cantines scolaires, centres d'hébergement…). La Fondation a soutenu 5 projets de ce type en 2020 représentant 5 630 bénéficiaires par an, parmi lesquels :

- l'électrification de la Maison de l'Éducation de l'association « Futur au Présent » à Ziguinchor au Sénégal, qui aide à la scolarisation de jeunes filles en situation de travail ;
- l'électrification et l'accès à l'eau du centre de formation de Banteay Chhmar, au Cambodge, avec « Enfants du Mékong », qui s'adresse à des familles particulièrement pauvres ;
- l'électrification du collège d'Ecoles du Monde à Besely, à Madagascar, qui offre aux élèves en milieu rural une éducation de haut niveau.

Ces projets sont portés par des associations françaises au profit de communautés locales situées dans des pays en développement.

Le projet « De l'énergie pour informer sur la Covid » réalisé avec l'association SunPower a permis d'équiper de kits photovoltaïques 50 centres de santé au Togo, les faisant ainsi bénéficier d'éclairage et d'accès à l'information *via* la télévision et la radio. Grâce à la réactivité du fonds d'urgence mis en place pour lutter contre la crise sanitaire, ces 50 kits ont été installés dès juin 2020, permettant au personnel médical de sensibiliser les populations rurales au virus et à l'importance des gestes barrières, et permettant de les accueillir dans de meilleures conditions.

3.4.3 Développement responsable des filières industrielles

Le Groupe s'engage à contribuer au développement des filières industrielles requises par la transition énergétique (énergies marines, éolien *offshore*, photovoltaïque flottant, batteries, hydrogène…) ou à leur redynamisation (nucléaire) en redéployant les compétences nécessaires, en développant les compétences et en mettant en place les dispositifs d'accompagnement, de reconversion et de protection des salariés en vue d'une transition juste.

3.4.3.1 Adaptation des compétences : le plan excell

Le plan excell vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des projets nucléaires. Il s'agit d'un enjeu majeur car le nucléaire, énergie bas carbone, doit continuer de jouer pleinement son rôle dans la lutte contre le changement climatique. Les engagements pris en décembre 2019 sont tenus ou en passe de l'être. Le groupe EDF et la filière nucléaire prennent 25 nouveaux engagements pour mi-2021 (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell » pour la définition des axes de travail prioritaires).

Compte-tenu des enjeux spécifiques en matière de compétences et de qualité, un plan soudage a été créé. Il permet d'accompagner la formation et la qualification des soudeurs qui interviendront sur les chantiers de la filière nucléaire. EDF et toute la filière nucléaire entrent désormais dans la deuxième phase du plan excell, celle du déploiement effectif dans les usines, les centres d'ingénierie, les chantiers et les centrales nucléaires.

Le champ des compétences est un axe majeur de ce plan, il a fait l'objet en 2020 de nombreuses réalisations et engagements pour l'avenir, parmi lesquels :

- la création de deux pôles d'excellence de soudage, à Chalon sur Saône par Framatome et à Bridgwater au Royaume-Uni. Un troisième pôle sera construit à Cherbourg d'ici 2022 ;
- le lancement de la création d'une université des métiers du nucléaire au bénéfice de toute la filière ;
- le déploiement d'une encyclopédie numérique du nucléaire dotée d'une recherche par mots-clés et nourrie par les ingénieurs experts d'EDF et de Framatome ;
- la réalisation de parcours croisés entre production, ingénierie, construction, fabrication, fonctions projet et transverses, permettant aux salariés de consolider leurs compétences et d'en faire bénéficier en retour leur entité d'origine ;
- l'organisation de parcours terrain pour tout nouvel embauché du nouveau nucléaire.

Ces actions seront amplifiées et accélérées par le plan de relance qui dédit notamment 100 millions d'euros au renforcement des compétences critiques nécessaires pour l'avenir (notamment en matière de soudage) et au soutien de la modernisation industrielle de la filière (modernisation des capacités industrielles, soutien à des projets de relocalisation).

3.4.3.2 Redéploiements et accompagnement des personnes

L'année 2020 a été marquée par l'arrêt de Fessenheim, mais également des fermetures de sites tertiaires. Tous les salariés concernés par la disparition de leur activité font l'objet d'un accompagnement spécifique. Ils bénéficient de dispositifs spécifiques en termes de mobilités prioritaires (accompagnement individuel personnalisé et accompagnement financier), parcours externes, congés de fin de carrière.

Les fermetures de centrales sont accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales, afin de compenser les pertes d'emplois et de revenus fiscaux des communes hébergeant ces installations. Ainsi la centrale thermique d'Aramon, dans le Gard, fermée en 2016, a laissé place d'une part à une centrale photovoltaïque de 5 MWc et d'autre part à un programme d'accélération du développement de *start-up* dans le domaine de la transition énergétique locale, le CleanTechBooster, soutenu par un contrat de transition écologique signé avec l'État. Par ailleurs, la déconstruction de la centrale thermique, qui s'étale sur dix années, a fait l'objet d'une réflexion en amont afin de permettre aux petites entreprises locales d'intégrer les appels d'offres et de viser un taux de valorisation et de recyclage des matériaux de la centrale de plus de 95 % (voir la section 3.1.1.3.1 « Une production électrique à base de charbon qui représente 0,4 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030 »).

Le processus de redéploiement des salariés du site de Cottam au Royaume-Uni, mené dans une concertation constante, comprend par exemple des mesures de reclassement et d'accompagnement des salariés vers les métiers de la production nucléaire ou des énergies renouvelables. De plus, un large plan de communication et d'accompagnement du territoire a été déployé en direction des communautés locales des districts d'appartenance, notamment à destination des conseils du comté de Bassetlaw et de Nottinghamshire.

L'accompagnement des directions en décroissance s'est appuyé sur le déploiement d'un projet *ad hoc* baptisé *My Job*, reposant sur la mise en visibilité de viviers de salariés qualifiés et sur une solidarité inter-directions pour EDF. En 2020, plus de 500 salariés ont ainsi trouvé un emploi en adéquation avec les besoins du Groupe, soit plus de 2 200 salariés redéployés depuis 2018 pour accompagner la transformation du Groupe.

Pour lever les freins à la mobilité, un projet d'envergure associant l'ensemble des métiers et des régions s'attache à simplifier les processus, comme la possibilité ouverte aux salariés de candidater plus facilement sur des emplois éloignés de leur domicile sans qu'ils aient besoin de déménager (Mon Job en Proximité), ou de faciliter l'échange sur les questions financières (bilan financier avant/après) et non financières (conditions d'arrivée).

Par ailleurs, au deuxième semestre 2020, le Groupe a multiplié la mise en place de e-forums régionaux pour que l'ensemble de salariés ayant un projet de mobilité fonctionnelle ou géographique puisse disposer d'une vision précise du marché de l'emploi interne.

En 2020, le groupe EDF a également mis en place « EDF Impulsion ». Cette équipe de cadres de haut niveau en recherche d'emploi interne, met ses compétences au service des métiers du Groupe en réalisant des missions opérationnelles. La quinzaine de cadres-consultants recrutés au cours de l'année 2020 a déjà réalisé plus de 23 missions. En parallèle, EDF Impulsion accompagne, par un suivi spécifique et ciblé, chaque membre de l'équipe, afin qu'il trouve un emploi correspondant à ses aspirations et aux besoins du Groupe sous 18 mois maximum.

Le groupe EDF pilote de façon volontariste la mobilité de ses salariés en travaillant deux axes :

- **Les parcours et l'employabilité des salariés**

  En 2020, 91 % des postes vacants ont été pourvus par des mobilités internes. La ré-internalisation d'une partie du *sourcing* externe et l'utilisation de méthodes agiles ont fourni, dès 2019, des résultats probants sur la qualité des recrutements. Véritable cabinet de chasse interne, le dispositif permet de sourcer les compétences en interne de toutes les directions du Groupe en France (EDF et filiales). Cette organisation garantit également la mise en œuvre de la stratégie emploi du Groupe qui donne la priorité à la mobilité interne et aux redéploiements sur les recrutements externes ;

- **La transparence et la fluidité du marché de l'emploi interne**

  En 2020, un SI Groupe sur le volet Mobilité/recrutement a été mis en place, favorisant la visibilité du marché de l'emploi interne par tous les salariés. Par ailleurs, les séminaires « RéGlo » initiés en 2019 se sont poursuivis au premier trimestre 2020. À destination de la filière RH pour recruter et accompagner la mobilité Groupe en expliquant la diversité des aspects réglementaires au sein du Groupe, ces séminaires laisseront place à un MOOC, début 2021, à destination de la filière RH et managériale.

Enfin, pour couvrir les besoins de compétences à enjeux pour les années à venir, le groupe EDF a initié en 2019 la mise en place de promotions en alternance interne de salariés en reconversion sur des postes répondant à ses enjeux de gestion prospective des ressources humaines. 30 salariés en alternance ont ainsi obtenu un diplôme de *data analyst*, suite à une formation conçue avec Global Knowledge. Dans la continuité de cette pratique, d'autres cursus de formation ont été mis sur pied, permettant à des salariés en reconversion issus de direction en décroissance de s'orienter vers des formations internes débouchant sur un métier d'appel : planificateurs, chargé de gestion des producteurs d'énergie renouvelable, chargés d'affaires ou de préparation dans le domaine de la chaudronnerie, agent ou technicien de maintenance dans le domaine de la robinetterie. De nouveaux cursus construits en 2020 sont prêts à démarrer au 1er trimestre 2021 (comptable, *data scientist*).

3.4.4 Numérique responsable

L'essor du numérique soulève des questions liées à la responsabilité vis-à-vis de la planète et des personnes, y compris les plus fragiles et les moins connectées. Les deux transitions, numérique et énergétique, invitent à repenser l'usage du numérique, non pour en limiter le développement, mais en vue de le maîtriser et de l'utiliser comme levier d'innovation et de conception de services propres à réduire l'empreinte carbone. La sécurité des infrastructures et des données constitue un socle préalable au développement numérique responsable du groupe EDF.

Dans ce cadre, le Groupe s'engage en matière de sécurité des systèmes d'information et de patrimoine matériel et immatériel à la fois sur les expertises et dispositifs techniques nécessaires et sur les volets comportementaux adressés par toutes actions de sensibilisation. Le Groupe s'engage en faveur d'une transformation numérique responsable, réduisant son empreinte carbone et celle de ses clients (facturation, plateformes, conseils…). Il renforce également l'accessibilité aux informations (*open data*) dans une démarche d'innovation et d'inclusion.

3.4.4.1 Sécurité du numérique

La sécurité des infrastructures et des données constitue le socle préalable à un développement numérique responsable du groupe EDF. Ces exigences sont déclinées dans des politiques Groupe garantissant la sécurité des systèmes d'information et du patrimoine matériel et immatériel. Le sujet est également couvert par des actions de sensibilisation.

3.4.4.1.1 Politique « sécurité du système d'information »

La politique « sécurité du système d'information » vise à garantir la protection des systèmes d'information essentiels à la gestion du patrimoine de l'entreprise, tout en permettant aux métiers de saisir les opportunités liées au numérique. Cette politique vise à contribuer à la réussite des projets industriels du Groupe.

3.4.4.1.2 Politique « sécurité du patrimoine »

La politique « sécurité du patrimoine » définit les principes, les règles et l'organisation permettant de détecter les menaces, de prévenir les risques d'actes de malveillance susceptibles de porter atteinte au patrimoine du Groupe et d'en limiter les conséquences. Cette politique repose sur une démarche globale qui vise à protéger non seulement les personnes et le patrimoine matériel du Groupe mais aussi son patrimoine immatériel.

3.4.4.1.3 Politique « gestion de la donnée »

En complément, le Groupe s'est doté d'une politique « gestion de la donnée » qui cherche à valoriser les données et à en organiser la gouvernance en tant qu'actif stratégique majeur, en vue de les partager et d'en déceler la valeur ajoutée. Il s'agit d'un chantier stratégique pour le Groupe identifié par CAP 2030 qui oriente notamment vers la création de nouveaux services. La politique de gestion de la donnée diffusée et appliquée au sein du Groupe introduit les principes fondateurs, les exigences et les recommandations faites aux directions pour servir cette ambition. Cette politique rétablit un équilibre entre des orientations défensives de protection (sécurité du SI, patrimoine à protéger contre la malveillance), des orientations réglementaires ou légales (protection des données à caractère personnel), et une démarche volontariste de création de valeur, portée vers la production de nouvelles connaissances.

3.4.4.1.4 Acculturation et passeport cybersécurité

Au-delà de l'adoption de ces politiques, EDF déploie des actions d'acculturation et de sensibilisation sur les thèmes de la cybersécurité et du respect des données personnelles [(1)]. L'objectif est d'informer sur les mesures prises par le Groupe en vue d'identifier et de prévenir les risques et sur les conséquences éventuelles en cas de manquement.

Plusieurs niveaux d'actions se superposent en fonction des populations et des métiers :

- le parcours « passeport cybersécurité » qui enseigne les bons réflexes en matière de cybersécurité et de protection de l'information. Il est obligatoire pour les *managers* des entités d'EDF SA, et le deviendra en 2021 pour les filiales étrangères. Le taux de réussite est un des indicateurs clés régulièrement suivi par la Direction Cyber du Groupe et est remonté au sein du tableau de bord cybersécurité du Groupe ;

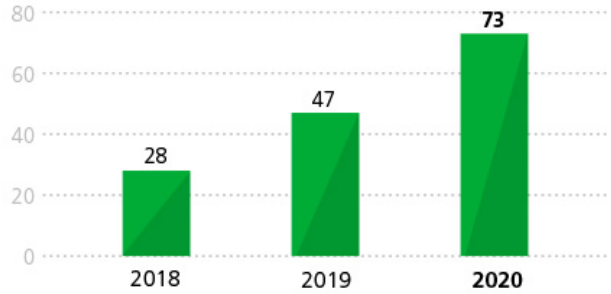
(1) Sur la protection des données personnelles, voir la section 3.3.2.2.6.

- des tests et des *e-learnings*, en plus d'une information récurrente sous la forme de fiches pratiques et d'actualité du domaine, ainsi que des formations sur mesure, par métiers ou filières.

3.4.4.2 Transformation numérique responsable

Le développement d'outils numériques a permis au groupe EDF d'accélérer la réduction de son empreinte carbone et de celle de ses clients. Il renforce également l'accessibilité aux informations dans une démarche d'innovation et d'inclusion. L'évolution rapide du nombre de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation illustre ce développement numérique en direction des clients.

Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation (en millions)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

3.4.4.2.1 Le numérique, vecteur d'actions responsables

Les équipes de la Direction de la Transformation et Efficacité Opérationnelle (DTEO) proposent la signature électronique et tous services de collaboration à distance réduisant massivement les déplacements.

En signant la « Charte du numérique responsable », EDF donne force à son ambition en s'engageant formellement à développer des services numériques durables, inclusifs et créateurs de valeur. Initiée par l'Institut Numérique Responsable avec le soutien du ministère de Transition écologique, cette charte permet à la DTEO de structurer sa démarche et de comparer ses approches et ses résultats à ceux d'autres entreprises. Il s'agit de couvrir l'ensemble des enjeux du numérique responsable.

Fin 2020, le groupe EDF a choisi de mettre à disposition ses données publiques, notamment ses comptes consolidés, indicateurs de performance extrafinancière, capacités installées du Groupe, productions associées ainsi que des données opérationnelles telles que le débit moyen journalier en rivière d'EDF Hydro. Cela se concrétise au travers d'une plateforme d'*open data*. Cette initiative avait été proposée par les salariés eux-mêmes dans le cadre du dialogue « Parlons énergies » (voir la section 3.5.1.1 « Pratiques d'écoute »). Les données du Groupe sont proposées dans un format exploitable et d'utilisation simple. Cette plateforme d'*open data* du Groupe [(1)], d'abord ouverte aux salariés, a été mise à disposition du grand public à l'occasion des « Electric Days ».

Au-delà même des solutions digitalisées développées et mises à disposition des clients au service de l'efficacité énergétique et du confort (voir aussi la section 3.1.4 « Développement des usages de l'électricité et services énergétiques »), le Groupe déploie des innovations numériques au bénéfice des territoires. La maîtrise de la donnée constitue en effet un élément essentiel dans l'identification d'un potentiel bas carbone et en vue d'accompagner la transition énergétique des territoires. L'expertise *data* d'EDF et de ses filiales est mise à disposition à tous les stades des services que peut rendre une collectivité territoriale :

- au sein d'une large gamme de solutions numériques, EDF met par exemple à disposition un module en ligne permettant de générer en seulement deux clics un premier bilan énergétique et d'identifier son potentiel bas carbone, en affichant notamment la consommation énergétique, les émissions de CO_2 et le potentiel en énergies renouvelables du territoire. Il s'agit là d'une première étape avant la réalisation d'un bilan énergétique plus complet, intégrant notamment des détails sur la consommation des transports, des bâtiments ou des données complémentaires sur la précarité énergétique [(2)] ;
- récemment, la *start-up* Proxity, filiale du groupe EDF depuis janvier 2020, a développé une solution digitale accompagnée d'une animation locale dédiée à la ville et d'un ensemble de services destinés aux commerçants et aux collectivités : soutien à l'animation commerciale des boutiques, données de consommation du territoire, évaluation des flux piétons. Un « Pass Proxity » est proposé, qui contribue à favoriser une consommation locale et durable. Développé en Auvergne, ce nouveau service est très adapté à des villes de plus de 5 000 habitants.

3.4.4.2.2 Un usage raisonné des outils numériques

Réduire l'empreinte carbone du numérique suppose un usage raisonné de l'informatique et de la téléphonie, dont EDF cherche à réduire l'impact environnemental en allongeant la durée de vie du matériel et en privilégiant l'économie circulaire. La démarche initiée par la Direction de la Transformation et Efficacité Opérationnelle d'EDF intègre l'ensemble du cycle de vie des terminaux, de l'achat (parfois déjà recyclé) à son recyclage.

La consommation électrique moyenne par serveur exploité par la DTEO a été divisée par deux entre décembre 2013 et décembre 2017 passant de 0,427 kWh/serveur à 0,214 kWh/serveur.

Le numérique sera responsable et durable s'il est accessible et inclusif. Permettre à tous, sans discrimination, d'accéder aux informations et aux fonctionnalités numériques, nécessite de porter une attention particulière à trois piliers indissociables : l'environnement de travail informatique, les applications et les contenus numériques. C'est à cette tâche que s'attelle l'opérateur IT d'EDF depuis plusieurs années, en mettant en place les conditions d'une offre favorisant l'accessibilité numérique, l'intégration de périphériques et les logiciels appropriés (zoom, synthèse vocale…), ainsi qu'un support adapté à un bon confort de travail des utilisateurs, notamment en situation de handicap.

Les applications numériques sont conçues sur la base de règles de développement qui facilitent la perception, la compréhension, l'interaction et l'utilisation depuis des postes de travail adaptés. Ces normes sont en cours d'intégration dans les pratiques communes de développement d'applications (UX Design) centrées sur l'expérience utilisateur. Des guides de conception des contenus numériques sont proposés en matière de communication et de formation numérique.

En décembre 2019, EDF se classait à la seconde place du « eCAC 40 » [(3)], classement de référence mesurant chaque année le niveau d'avancement de la transformation numérique des groupes composant l'indice, auxquels sont associées d'autres grandes entreprises françaises. Le niveau de performance est porté par des résultats excellents dans les catégories relatives à la culture digitale de l'entreprise, aux modèles de *management* et au niveau de maîtrise technologique.

(1) opendata.edf.fr/explore/dataset/indicateurs-de-performance-extra-financiere/table/
(2) edf.fr/collectivites/transition-energetique/bilan-energetique-de-votre-territoire ?step=1
(3) Les Échos executives, 13 décembre 2019, « EDF : acteur de premier plan en matière de transformation digitale ».

3.5 Gouvernance de la RSE

La gouvernance de la RSE s'appuie sur des lieux d'information et des instances de dialogue visant à toujours mieux identifier et prendre la mesure des risques et des opportunités propres à chaque enjeu, à chaque engagement. Cette identification constante est prolongée par un dispositif organisationnel complet visant à maîtriser la mise en œuvre des engagements du Groupe.

3.5.1 Écoute et compréhension des enjeux

La pratique des enquêtes de satisfaction clients est généralisée à toutes les directions et filiales concernées. Cette pratique est mobilisée comme levier de conception et de *management* des offres, et nourrit les plans d'action en vue de l'amélioration continue du service à la clientèle. EDF se nourrit par ailleurs des réflexions et des recherches les plus en pointe sur le développement durable à travers des *think tanks*, des partenariats [1] et différents instituts de recherche. Plus généralement, EDF met en place de manière systématique des dispositifs d'écoute, de dialogue et de compréhension de son environnement au moyen d'une large gamme d'outils qui vont des baromètres d'opinion jusqu'à des dispositifs d'écoute des parties prenantes et des salariés menés sous forme d'enquêtes suivies, ou mis en place dans le cadre de dialogues institutionnalisés.

3.5.1.1 Des pratiques d'écoute

Baromètres de tendances

EDF a lancé cette année la seconde édition de l'ObsCOP, l'Observatoire Climat et Opinions publiques, enquête menée par IPSOS dans 30 pays sur la base d'un échantillon représentatif de 24 000 personnes. Il s'agit de produire un état des lieux international des opinions, connaissances, attentes et niveaux d'engagement du grand public face au changement climatique afin de nourrir la réflexion et participer à la recherche constructive de solutions pour l'avenir. Les résultats de cette étude ont été présentés le 1er décembre 2020 à l'occasion des « Electric Days [2] » organisés par le Groupe, avec pour grand témoin Valérie Masson-Delmotte, paléo-climatologue et co-présidente du groupe n° 1 du GIEC. L'intégralité des résultats est mise à disposition en *open data* afin que chacun, en particulier les chercheurs, puisse se les approprier [3].

EDF a initié en 2020 un baromètre des énergies sur la base d'un échantillon représentatif de 2 000 personnes, réalisé par entretiens de face à face, et dont les résultats, présentés au Comité exécutif du Groupe, contribuent à nourrir la compréhension des enjeux sociétaux. D'autres baromètres sont suivis d'année en année dont celui des riverains de la production nucléaire, thermique classique, et hydraulique [4]. Depuis 2009, son objectif est de mesurer la perception des riverains relative aux ouvrages et à l'énergie.

Le baromètre interne des perceptions de l'environnement (BIPE) est réalisé auprès d'un échantillon des salariés d'EDF et d'Enedis [5] sur ces mêmes thématiques [6].

Parlons énergie

Les 101 000 salariés d'EDF et de ses filiales en France (hors Enedis) ont été conviés en 2018 à dialoguer autour de la vision stratégique de l'entreprise avec le dispositif « Parlons Énergies ». Les vingt défis qui en sont issus sont actuellement déployés, dont la mise en place de salariés ambassadeurs favorisant l'appropriation des offres [7]. En 2019, « Parlons énergies » a permis aux salariés de s'exprimer sur la mise en œuvre de la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie et de réfléchir à la raison d'être de l'entreprise. Concernant la raison d'être, environ 1 400 propositions ont été formulées et ont permis de faire émerger les grandes thématiques destinées à en nourrir la formalisation (planète, bien-être, développement, innovation, performance…). Grâce à l'appui d'outils issus de l'intelligence artificielle, les salariés ont pu approfondir l'analyse des propositions et proposer leurs « coups de cœur », avant que le Comité exécutif ne valide, au terme de deux séances dédiées, la formulation de synthèse retenue pour la raison d'être du Groupe. Celle-ci a été présentée en Conseil d'administration le 27 février 2020, puis adoptée le 7 mai 2020 en Assemblée générale.

Projet Y

Le « projet Y » mobilise chaque année 30 salariés de moins de 35 ans. Leur objectif est d'accélérer la transformation d'EDF en faisant levier du numérique pour bousculer les modes de fonctionnement historiques. Les salariés disposent d'une grande liberté pour mener des actions concrètes. En 2019, les salariés ont pu participer à la définition de la raison d'être du Groupe. Les thèmes du climat, de la préservation de l'environnement et de l'intérêt général y sont apparus de manière très importante.

My EDF Group

Depuis la première édition de l'enquête interne d'engagement « My EDF Group », menée en novembre 2012 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, un plan de restitution des résultats aux salariés est systématiquement mis en œuvre. Les sociétés élaborent des plans d'action pour renforcer ou enclencher des dynamiques de progrès à partir des résultats constatés sur leur périmètre. Ce dispositif est réalisé dans toutes les langues du Groupe notamment en anglais. Les résultats, exploitables à la maille de chaque société, peuvent être éclairés suivant différents critères, sociaux, démographiques (genre, ancienneté, catégorie professionnelle).

La 9e édition de l'enquête est intervenue du 3 novembre au 1er décembre 2020. Une importante campagne de communication interne a été organisée pour encourager les salariés à exprimer leur avis (vidéos, affiches et kit de communication). Le questionnaire a été simplifié depuis 3 ans (de près de 100 questions à une quarantaine). Par ailleurs des questions concernant la Covid ont été intégrées cette année.

Globalement l'enquête montre que les résultats s'améliorent grâce notamment au travail engagé par les chantiers post My EDF des années précédentes. C'est notamment le cas pour la responsabilisation qui passe de 74 à 79 % ou encore des opinions positives des outils et équipements informatiques qui passent de 41 à 50 % d'opinions positives. Les indicateurs relationnels sont aussi en progrès : 86 % des salariés (+ 5 %) déclarent ainsi être fiers de travailler au sein de leur entité. L'engagement des salariés augmente à 69 % contre 64 % l'année dernière. La confiance dans le *management* de proximité est réaffirmée avec 70 % d'opinions positives (+ 10 points) concernant sa capacité à expliquer clairement les projets en cours et les enjeux.

La participation des salariés (78 %) avec près de 115 000 répondants, en nette progression par rapport à celle de la première édition (+ 63 %), démontre l'intérêt dans la durée des salariés du Groupe pour cette enquête. Elle garantit la fiabilité des résultats notamment soutenue par la mise en œuvre d'actions concrètes et visibles à l'issue des résultats.

(1) Voir la section 3.5.2.5.8 « Partenariats ».

(2) Initié en 2017, l'événement des « Electric Days » présente à chaque édition de nouvelles innovations au service d'un modèle énergétique moins émetteur de CO_2, plus efficace et plus respectueux de l'environnement.

(3) Les résultats, relayés par les médias, sont également consultables sur www.edf.fr/observatoire

(4) Ce baromètre a concerné 19 sites de production nucléaire, 6 sites thermiques fossiles, 14 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) en 2018.

(5) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(6) Il y a bien d'autres initiatives en matière d'écoute client. On peut citer par exemple les associations de consommateurs régulièrement écoutées par la Direction Commerce, Citelum ou SEI ; « Ma Rivière et Moi », plateforme numérique d'échange d'information et de données multiservices développée par EDF Hydro.

(7) Cette initiative a reçu le trophée de la participation et de la concertation le 19 novembre 2018, organisé par la Gazette des communes et l'association Décider Ensemble, sous l'égide du ministère de la Transition écologique et solidaire, de la Commission Nationale du Débat Public et du Commissariat Général au Développement Durable.

3.5.1.2 Des panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle *corporate*, d'un pays d'implantation ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts issus de la société civile apportent aux dirigeants du Groupe leur vision sur les grands sujets qui intéressent EDF. Il s'agit d'une modalité d'écoute et de compréhension de l'environnement puissante à laquelle EDF, pionnier dans ce domaine, attache une grande importance. Les recommandations de ces Conseils nourrissent les axes de réflexion du Groupe.

À titre d'exemple, le Conseil Développement Durable du groupe EDF, rattaché au Directeur Exécutif en charge de l'Innovation, la responsabilité d'entreprise et la Stratégie, a produit l'axe « parties prenantes » de la matrice de double matérialité du Groupe, révisée en 2020. L'identification des enjeux extra-financiers, leur sélection et leur hiérarchisation du point de vue des parties prenantes ont été directement intégrées dans la matrice de matérialité présentée en introduction du présent chapitre 3. Après huit ans de fonctionnement, ce Conseil, composé de quatorze personnalités externes représentatives des grands enjeux environnementaux, sociaux et sociétaux du groupe EDF, laisse place au Conseil de Parties Prenantes, dont la première session de travail s'est tenue le 27 janvier sur le thème de la raison d'être du Groupe, son lien avec la stratégie CAP 2030 pour une RSE intégrée. Parmi les sujets envisagés par ce Conseil multidisciplinaire, paritaire et bénévole, figurent notamment les solutions basées sur la nature le devoir de vigilance.

Dans un sens analogue de prise en compte des recommandations des panels de parties prenantes animés par EDF :

- le Conseil Scientifique d'EDF, présidé par Sébastien Candel, Président de l'Académie des Sciences, s'est réuni à trois reprises en 2020 sur les activités de R&D à l'international, sur la biodiversité et sur les orientations de la R&D d'EDF. La séance consacrée à la R&D internationale d'EDF a fait l'objet d'une recommandation du Conseil de prendre plus souvent la tête de projets collaboratifs à gros budget, en vue en vue d'accroître la part des subventions. Cette recommandation a été suivie de la mise en place d'un projet spécifique « *Green Deal* », composé de l'équipe R&D de Bruxelles, et renforcé de plusieurs chercheurs à profil international dédiés à la préparation des appels d'offres du programme « Horizon Europe [1] » ;
- le nouveau *Stakeholder Advisory Board* d'Edison (SAB) a travaillé sur l'analyse de matérialité des sujets extra-financiers à enjeu. Huit sujets prioritaires sont ressortis qui ont été validés en Conseil d'administration et intégrés au *management* de la filiale.

  Sur un principe comparable, Edison a mis en place un réseau d'échange intergénérationnel d'écoute regroupant seniors de l'entreprise et jeunes issus des générations Millennials et Z. Les ateliers en 2020 ont permis la formulation de propositions quant à la contribution d'Edison aux Objectifs de développement Durable de l'ONU.

  Dans un sens analogue, au Laos, Nam Theun 2 a travaillé en décembre avec 200 jeunes autour de l'appropriation de ces Objectifs, en vue de dégager des projets concrets et transposables dans les communautés locales ;
- EDF et le média « Usbek & Rica » ont créé en 2017 le Conseil des générations futures d'EDF, dans l'objectif d'innover en matière de dialogue avec la société civile pour aborder des sujets sensibles au cœur de la transition énergétique et des transformations de l'entreprise. En raison de la crise sanitaire, une seule session a été organisée en 2020 pour travailler à la mise en place d'une mobilité inclusive compatible avec l'urgence climatique, et rechercher des solutions concrètes permettant de faire progresser collectivement les Objectifs de Développement Durable (ODD) n° 11 (faire en sorte que les villes et les établissements humains soient ouverts à tous, sûrs, résilients et durables) et n° 13 (prendre d'urgence des mesures pour lutter contre les changements climatiques et leurs répercussions) de l'ONU ;
- par ailleurs, le Conseil des parties prenantes d'Enedis s'est réuni à trois reprises sur la nature des engagements externes d'Enedis, la gestion de la crise Covid, le nouveau projet industriel et humain et la prospective à horizon 2050. Le relevé de conclusions de chaque séance du Conseil est partagé avec les membres du Comité exécutif d'Enedis. Les trois scénarios prospectifs actuellement étudiés à l'horizon 2050 ont été choisis sur la base des recommandations du Conseil.

3.5.2 Maîtrise des enjeux

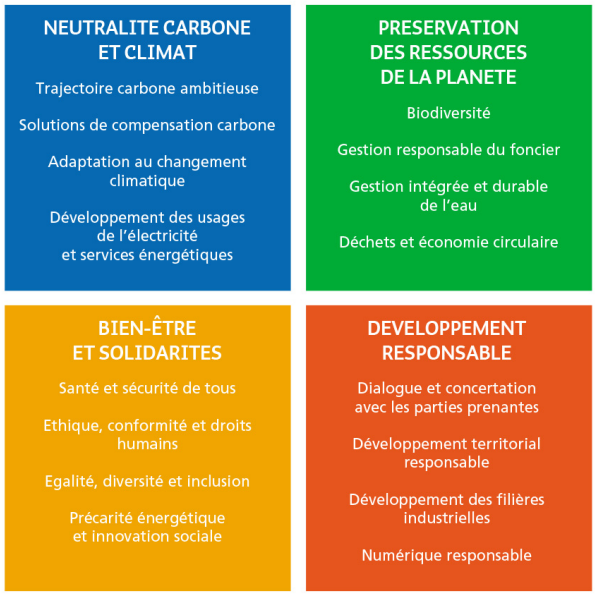
3.5.2.1 Les engagements RSE

À la suite d'une large consultation interne et externe, le bilan des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise effectué en 2020 a conduit le Groupe, en vue d'une plus grande lisibilité, à faire évoluer l'architecture RSE en l'articulant autour de quatre enjeux clés issus de sa raison d'être :

- neutralité carbone et climat ;
- préservation des ressources de la planète ;
- bien-être et solidarité ;
- développement responsable.

Ces quatre enjeux clés sont eux-mêmes déclinés en seize engagements (quatre par enjeu clé), articulés avec la matrice de matérialité du Groupe [2] et qui couvrent l'ensemble des grands sujets liés à la RSE du Groupe. Ils s'inscrivent ainsi dans la continuité des précédents Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) [3], qu'ils prolongent, complètent et précisent. Ils rendent par exemple plus explicite l'engagement d'EDF en matière de droits humains, de relation au territoire ou de développement numérique.

Ces quatre enjeux clés sont déclinés en 16 engagements RSE du groupe EDF :



(1) Programme-cadre de l'Union européenne pour la recherche et l'innovation pour la période allant de 2021 à 2027.

(2) Voir « Enjeux et engagement, matrice de matérialité du groupe EDF », chapitre 3, introduction.

(3) Adoptés en 2016.

3.5.2.2 Les politiques Groupe

3.5.2.2.1 La politique Responsabilité Sociale de l'Entreprise (RSE)

Le 7 mai 2020, le groupe EDF a formulé sa raison d'être, déclinée en 16 engagements RSE répartis en quatre enjeux clés (voir l'introduction du chapitre 3), et le 7 décembre, l'engagement du Groupe vers la neutralité carbone s'est concrétisé par la validation par l'initiative *Science Based Targets* d'une nouvelle trajectoire « *Well Below 2 °C* » de réduction des émissions de CO_2 directes et indirectes du Groupe (voir la section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe »). À ce jour, près des deux tiers des chantiers engagés dans le cadre de la feuille de route de CAP 2030 sont en lien direct avec l'objectif de neutralité carbone. C'est notamment pour prendre acte de ces évolutions importantes que le Groupe revoit sa politique de développement durable et la renomme Politique RSE.

La performance environnementale, sociale et économique de l'entreprise provient d'abord des contributions des différentes entités. La politique RSE encadre ces actions en formulant des exigences et des principes d'action communs. Au-delà du respect de la conformité réglementaire, les exigences de cette politique visent à mettre en œuvre les 16 engagements RSE comme preuve du déploiement de la raison d'être du Groupe. Elle s'applique à toutes les entités du Groupe, et définit les priorités de niveau Groupe à l'horizon 2030 dont chaque entité assure la mise en œuvre, en cohérence avec ses activités et ses enjeux spécifiques, dans un principe de subsidiarité. Le cas échéant, une entité peut choisir d'apporter des compléments aux exigences de cette politique.

3.5.2.2.2 Autres politiques traitant de RSE

Au-delà de la politique Développement Durable, d'autres politiques Groupe portent divers aspects particuliers de la responsabilité d'entreprise (politiques RH, Achat, Éthique et Conformité, Sûreté Nucléaire…). La responsabilité d'entreprise s'étend progressivement à tous les domaines d'activité du Groupe.

3.5.2.3 La gouvernance de la responsabilité d'entreprise

3.5.2.3.1 Le Conseil d'administration

La mission, les pouvoirs, la composition et le fonctionnement du Conseil d'administration d'EDF sont décrits en détail au chapitre 4, en section 4.2 « Compositon et fonctionnement du Conseil d'administration ». L'un des Comités du Conseil d'administration, le Comité de responsabilité d'entreprise [1], examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise. Pour plus d'information, se reporter à la section 4.2.3.4 « Les missions et l'activité en 2020 du Comité RE du Conseil ».

3.5.2.3.2 Le Comité Stratégique RSE (CSRSE)

Composé de Directeurs Exécutifs du Groupe, le Comité Stratégique RSE examine de manière approfondie l'ensemble des sujets de RSE dont il assure le pilotage stratégique et la coordination. Ce Comité, créé en 2019, est à ce jour présidé par le Directeur Exécutif Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. En 2020, le CSRSE s'est réuni à trois reprises et a notamment traité de la nouvelle architecture RSE au regard de la raison d'être du Groupe, des nouveaux engagements du Groupe en matière de biodiversité, de la politique biomasse, du devoir de vigilance au Mexique, du passeport neutralité carbone ou du *reverse factoring*. Sur la question de la déclinaison de la raison d'être au sein des métiers et dans les territoires, le CSRSE a acté les conditions d'un déploiement harmonieux au sein des métiers et des unités, coordonné par la Délégation à l'Action Régionale. Au gré des ordres du jour, les conclusions des séances sont rapportées en Conseil d'administration [2].

3.5.2.3.3 La Direction du Développement Durable (DDD)

Elle est rattachée au Directeur Innovation Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES), membre du Comité exécutif.

Elle contribue à la transformation stratégique du Groupe, dans le respect du principe d'indépendance des gestionnaires de réseaux, en accompagnant les métiers et projets

- dans la prise en compte concrète des enjeux (opportunités et risques) environnementaux et sociaux ;
- dans les choix et les gestes professionnels, grâce en particulier à l'intégration des quatre enjeux clés issus de la raison d'être dans le cadrage stratégique des entités opérationnelles ; et
- dans le processus de criblage des nouveaux projets sous l'angle du développement durable [3].

Elle est notamment chargée du suivi de l'objectif de réduction des émissions directes de GES « scope 1 » [4] du Groupe.

Elle a pour ambition de faire de la performance du Groupe, en tant qu'entreprise responsable et dans le respect du principe d'indépendance des gestionnaires de réseaux, une source de différenciation qui crée de la valeur pour l'ensemble des parties prenantes (salariés, actionnaires, clients). Elle anime le développement durable dans le Groupe : animation *corporate* des métiers et des filiales au sein du SDC [5] (*Sustainable Development Committee*), animation des réseaux internes dédiés tels que le système de *management* environnemental ou les réseaux de veille anticipative (voir les sections 3.5.2.5.2 « Système de *Management* de l'Environnement (SME) » et 3.5.2.5.3 « Réseaux de veille anticipative »), l'animation de la relation et du dialogue avec les partenaires externes. Elle regroupe et anime les expertises nécessaires à la prise en compte des enjeux de développement durable et à la mise en œuvre des engagements RSE.

3.5.2.4 Dialogue social

3.5.2.4.1 Le dialogue social international et européen

Accord RSE Monde

Au-delà des enjeux environnementaux pris en compte dans la stratégie du Groupe, EDF demeure un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. L'accord cadre mondial sur la responsabilité sociale d'entreprise, signé en 2018, définit des principes sur plusieurs champs :

- le respect et l'intégrité ;
- le développement des femmes et des hommes ;
- le dialogue et la concertation ;
- le soutien aux populations et l'impact des politiques de l'entreprise sur les territoires.

L'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe Monde sont couverts par les dispositions de cet accord et les filiales du Groupe le portent notamment en l'intégrant dans leurs plans d'actions stratégiques et dans une logique de progrès. La mise en œuvre de l'accord-cadre mondial est portée dans les filiales du Groupe au travers de la construction de plans d'actions qui feront l'objet d'un *reporting* en 2021.

En 2020, les organisations syndicales ont été impliquées dans la construction du nouveau plan de vigilance du Groupe (voir la section 3.6 « Plan de vigilance »). Des travaux ont été menés en 2020 sur les engagements RSE du Groupe en vue de la production d'un document *ad hoc* qui sera publié en 2021.

Des projets locaux traduisent la vitalité de cet accord au sein des organisations. L'accord sert de vecteur de dialogue social (par exemple le dialogue installé au sein à la centrale de Chinon), d'évolution de politiques (accessibilité numérique) ou d'innovation (projet d'économie circulaire), tel que « Icovet » un projet d'économie circulaire liée aux vêtements de travail. Les référents RSE des directions et filiales sollicitent la Direction du Dialogue Social pour accompagner la mise en œuvre des plans d'action et pour communiquer avec les organisations syndicales en Comité de Dialogue RSE en cas d'alerte.

(1) Règlement intérieur du 8 octobre 2019.

(2) *Via* son Comité Responsabilité d'Entreprise.

(3) Voir la section 3.1.2.2 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le criblage des projets ».

(4) Voir la section 3.7 « Méthodologie ».

(5) En 2018, le SDC s'est réuni à cinq reprises et a par exemple examiné la trajectoire carbone, l'agenda biodiversité, l'organisation du reporting extra-financier et effectué la revue du Système de *Management* Environnemental du Groupe.

Le Comité d'entreprise européen (CEE)

Le Comité d'Entreprise Européen regroupant 37 représentants des salariés de la société mère et des filiales françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges et polonaises, a été réuni à deux reprises. En 2020, les échanges ont porté sur des thématiques récurrentes : actualité du Groupe portée par le Président-Directeur Général d'EDF, santé, sécurité, examen des comptes consolidés du Groupe, bilan de l'emploi. Le Comité a également traité de la stratégie gaz du Groupe, des énergies renouvelables et de la technologie hydrogène, des enjeux relatifs aux politiques européennes, du Green Deal, de la taxonomie ou encore du Brexit. Parmi les projets de réorganisation et leurs impacts sur les salariés, ont été abordés la cession des activités exploration et production d'Edison, l'acquisition d'une filiale de Rolls Royce par Framatome et la cession de la société Reetec, filiale allemande d'EDF Renouvelables.

Le fonctionnement du Comité a été marqué par la crise sanitaire, la séance plénière de juin devant être reportée en septembre. L'ensemble des échanges en Groupe de travail, en Secrétariat ou en séance plénière ont été réalisés à distance. Un secrétariat extraordinaire du CEE a été organisé en juin pour partager sur les décisions prises au sein du Groupe en matière de protection de la santé et de la sécurité des salariés, de développement intensif du travail à distance et du dialogue social associé à cette période au sein des différentes filiales du Groupe. Des travaux ont été également engagés avec les représentants du CEE en lien avec le Projet « Travailler Autrement, Manager Autrement » (TAMA) lancé à la suite du premier confinement en France.

Au travers des cinq groupes de travail mis en place, les représentants du personnel du CEE réalisent des travaux à l'échelle européenne en lien avec les politiques Groupe (santé-sécurité ou égalité des chances et diversité par exemple). Le groupe de travail portant sur la fermeture des sites industriels mis en place en 2019 a produit fin 2020, un cahier de recommandations et propositions de questions à se poser en cas de fermeture de site industriel.

Conformément à l'accord collectif portant sur la mise en place et le fonctionnement du Comité, les membres ont reconduit le Secrétaire de l'Instance à la majorité des voix, dans le cadre d'un vote électronique organisé le 5 novembre 2020.

3.5.2.4.2 Le dialogue social en France

En France, l'année 2020 a été marquée par la mise en place des comités sociaux et économiques, faisant suite à l'organisation des élections professionnelles le 14 novembre 2019, et par la mise en œuvre des accords négociés en 2019 sur le fonctionnement du CSE Central, des CSE d'établissement et du droit syndical. Cette mise en œuvre s'inscrit dans le cadre du projet « Dialogue Social 2020 » portant sur la rénovation du dialogue social à EDF visant la simplification et la performance du dialogue social.

Dans le cadre du contexte de crise sanitaire, EDF a mis en place un dialogue social renforcé avec les représentants du personnel et syndicaux à tous les niveaux de l'entreprise (établissements, directions, entreprise et groupe). Ce dialogue soutenu et basé sur la transparence a permis d'échanger sur la gestion de la crise et sur de la déclinaison des mesures prises par les pouvoirs publics dans l'entreprise. Les modalités de dialogue social ont été adaptées temporairement d'abord dans le cadre d'une concertation avec les Délégués Syndicaux Centraux (recommandations du 27 mars 2020), puis dans le cadre de l'accord collectif relatif à la protection des salariés et aux mesures sociales dans le cadre de la relance de l'activité à EDF.

L'agenda social 2020

La démarche de pilotage de la mise œuvre des accords collectifs prévue par la décision d'organisation de la DRH Groupe [1] de 2018 a été engagée afin d'évaluer les effets des accords négociés et de consolider l'agenda des comités de suivi des accords collectifs (y compris de l'accord-cadre mondial sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF).

Pour tenir compte du contexte de la crise sanitaire, le Directeur du Dialogue social et les Délégués Syndicaux Centraux se sont réunis à trois reprises (les 20 avril, 5 novembre et 3 décembre) afin d'aménager l'agenda social, préservant ainsi la dynamique de négociation collective de l'entreprise. La plupart des négociations identifiées dans l'agenda social 2020 ont pu être réalisées ou engagées, à deux exceptions qui ont été reportées sur 2021 (égalité professionnelle et intéressement). Neuf accords ou avenants ont été signés en 2020. La négociation collective a été particulièrement intense pour EDF SA pendant la première période de confinement et de déconfinement.

Deux accords et un avenant ont été conclus à l'unanimité :

- accord collectif relatif à la protection des salariés et aux mesures sociales dans le cadre de la relance de l'activité à EDF SA négocié pendant la première période de confinement et signé par voie électronique le 3 juin 2020 ; un avenant de prolongation de cet accord a été signé le 22 décembre 2020 ;
- accord de méthode relatif aux travaux à mener dans le cadre du retour d'expérience de la crise sanitaire de 2020 et du projet TAMA signé par voie électronique le 3 août 2020.

Par ailleurs, six autres accords et avenants ont été conclus à EDF SA sur :

- la qualité de vie au travail : avenant de prorogation de l'accord 2017-2020 relatif à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes à EDF SA, signé le 26 juin ;
- l'épargne salariale : avenant n° 2 à l'Accord du 17 juillet 2009 portant règlement du plan d'épargne pour la retraite collectif du groupe EDF et l'avenant n° 19 à l'Accord du 29 novembre 2004 portant règlement du plan d'épargne du groupe EDF signés le 3 décembre ;
- la rémunération : accord collectif relatif à l'intéressement d'EDF SA 2020 signé le 6 août et l'accord collectif aux contributions d'EDF aux PERCO et PEG pour 2021, signé le 6 août ;
- dans la continuité du projet « Dialogue Social 2020 » lancé en mai 2018, portant sur la rénovation du dialogue social à EDF SA dans sa globalité : avenant n° 1 à l'accord collectif relatif au parcours des salariés exerçant des mandats représentatifs et/ou syndicaux du 25 juillet 2017, signé le 16 octobre.

L'instance de concertation et de coordination de l'entreprise (ICCE)

L'ICCE est un espace de dialogue social, d'échange et/ou de concertation avec les organisations syndicales représentatives à EDF SA, animé par le Directeur du Dialogue Social Groupe. On y échange sur des sujets de société ou d'évolution qui ne relèvent pas de la compétence des IRP ou sur des sujets émergents, des décisions, ou des orientations politiques. Pour l'année 2020, cinq séances ont été organisées (dont une seule en présentiel).

Cette année a été également marquée par la volonté de réaliser des points d'étape plus fréquents sur les projets ayant fait l'objet d'une première présentation en ICCE que les thématiques relèvent de l'externe (projet gouvernemental de réforme des retraites) ou de l'interne (point d'avancement Intérim, point d'étape du projet référentiel, démarche Parlons Énergie…).

Les instances représentatives du personnel (IRP)

L'année 2020 a été marquée par l'installation au sein d'EDF SA des nouvelles Instances de représentation du personnel issues d'accords collectifs signés à l'été 2019. La cartographie des Instances de Représentation du Personnel a été rénovée et compte 47 Comités Sociaux et Économiques (CSE) d'Établissement, un Comité Social et Économique Central (CSE Central) et un Comité Groupe France (CGF).

Le Comité Social et Économique Central (CSEC)

Le CSE Central a été installé en décembre 2019, il est composé de 25 représentants du personnel et de 4 Représentants Syndicaux, avec un fort renouvellement au sein des délégations. L'année 2020 a été marquée par la mise en place d'un nouveau fonctionnement, la gestion de la crise sanitaire, la protection de la santé et sécurité des salariés, la continuité de l'activité. Cinq séances se sont tenues en distanciel et cinq en présentiel.

Le Comité Groupe France (CGF)

Le CGF, lieu de dialogue à l'échelle du Groupe en France regroupe 28 représentants des salariés des filiales du Groupe (EDF, Dalkia, EDF Renouvelables, Framatome, Enedis, Cham, RTE, etc.). En 2020, le CGF s'est réuni à deux reprises (sur les 3 séances prévues par l'accord) et a notamment examiné la situation économique et financière du Groupe, les politiques Groupe, les bilans de l'emploi et de la formation au sein du Groupe.

Le Groupe de travail Emploi, Formation, Alternance, Mobilité (EFAM) et les Instances de Dialogues Social en Région sur l'emploi, la mobilité et l'alternance (IDREM), instances prévues par l'accord CGF, ont été mis en place en 2020. La dernière séance de l'année prévue en décembre a été reportée en janvier 2021 pour examen des orientations stratégiques du Groupe, et du bilan du mode de fonctionnement et des travaux des IDREM.

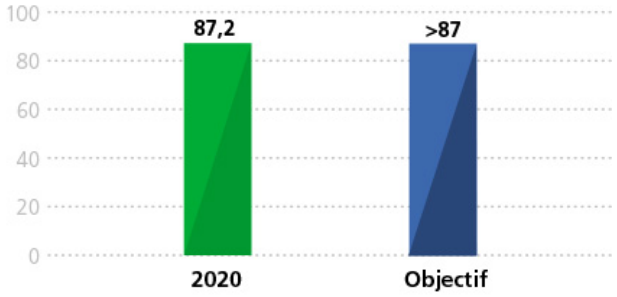
(1) « Piloter la négociation collective à EDF SA ».

3.5.2.4.3 Mesure du dialogue social

L'engagement du Groupe [1]

L'indicateur de dialogue social retenu à la maille du Groupe mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. L'engagement consiste, tout en tenant compte de certaines particularités rencontrées à l'international, à situer la performance sociale de cet indicateur au-delà de 87 % de salariés couverts au périmètre consolidé.

Taux de salariés couverts par une convention collective (%)



Indicateur clé de performance extra-financière
La méthodologie associée à cet indicateur est détaillée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

Mesure qualitative du dialogue social

Sur un plan qualitatif, le comité de suivi de l'accord RSE supervise la mise en place des plans d'action RSE directions et filiales du Groupe. Pour mieux répondre aux enjeux stratégiques de chaque métier, ces plans d'actions ne sont pas normalisés, mais doivent répondre, dans un souci d'amélioration continue, à des principes méthodologiques.

3.5.2.5 Les leviers de transformation

3.5.2.5.1 Intégration des engagements dans le processus stratégique du Groupe et dans le criblage des projets

Les engagements RSE sont mis en œuvre et déclinés dans les lettres de cadrage précisant la contribution attendue de chacune des entités et filiales du Groupe à la réussite de l'ambition commune. Le dispositif de pilotage de ces engagements est intégré à la boucle stratégique du Groupe. Les revues de performance annuelles permettent de suivre et contrôler leur réalisation effective par les entités et filiales.

Il en va de même des projets et investissements soumis à l'approbation des divers Comités des engagements du Groupe, et en particulier ceux du Comité exécutif du Groupe [2] (CECEG) et du Comité *Business Development International* (CBDI) qui font l'objet d'un avis spécifique de la Direction du Développement Durable élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe [3]. Lorsque nécessaire, la Direction du Développement Durable organise des *due diligences* spécifiques à ces enjeux.

3.5.2.5.2 Système de *Management* de l'Environnement (SME)

Afin de décliner les objectifs et les actions issus de ses engagements et de sa politique de développement durable, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un système de *management* environnemental (SME). Ce système est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001 (version 2015) sur un périmètre représentant la quasi-totalité du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales (hors Enedis) et participations. L'intégralité des sites industriels sont couverts par un SME et, pour la totalité des sites de production thermique, nucléaire et hydraulique en Europe, ce système est certifié. Les actions environnementales décidées se déploient au sein de toutes les entités et filiales *via* la déclinaison des objectifs de la politique Développement Durable du Groupe.

3.5.2.5.3 Réseaux de veille anticipative

EDF anticipe les évolutions des politiques environnementales et énergétiques afin de prendre les mesures appropriées pour garantir la conformité réglementaire et pour gérer les enjeux d'intégration au *business* ou de risque réputationnel. La Direction Développement Durable anime à cet effet un dispositif de veille anticipative qui mobilise et coordonne les experts du Groupe. Ce dispositif s'appuie sur le travail de groupes thématiques appelés « réseaux de veille » : eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé, changement climatique, finance durable. Chacun de ces réseaux est composé d'une quinzaine de membres issus des différents métiers du Groupe et se réunit trimestriellement pour partager une vision globale. Le travail est mené en étroite collaboration avec la Direction Juridique, la Direction des Affaires Publiques et la Direction des Affaires Européennes. Les pilotes de chaque réseau se réunissent mensuellement en Agence du Développement Durable dont le rôle est de veiller à la transversalité des approches et de s'assurer de la meilleure prise en compte des enjeux du Groupe dans un regard global et de long terme. EDF a été considéré par le *think tank* « *InfluenceMap* » parmi les 17 entreprises soutenant le plus activement la réglementation alignée sur les Accords de Paris [4].

3.5.2.5.4 Processus de gestion des controverses

Le groupe EDF accorde une grande importance à l'identification, la prévention et l'atténuation des risques d'atteinte grave aux droits de l'homme, à l'environnement et à la santé-sécurité dans l'ensemble de ses activités et de ses projets. Dans ce cadre, afin de permettre d'identifier et d'anticiper les risques de controverses ESG (Environnement, Social et Gouvernance), EDF a mis en place un double dispositif de gestion des controverses :

- dans une logique anticipatrice et grâce aux outils de veille [5], EDF :
  - identifie les risques de controverses ESG en France et à l'international aussi bien sur ses activités en exploitation que sur ses projets,
  - qualifie ces risques en concertation avec les entités et les pays concernés,
  - décide des mesures et/ou des communications adéquates ;
- dans une logique réactive, EDF répond systématiquement et en toute transparence aux agences de notation qui demandent des explications sur les sujets qu'elles ont considéré comme controversés. Ce processus est appliqué notamment dans le criblage des projets éligibles aux financements par les émissions vertes d'EDF.

3.5.2.5.5 Pilotage des risques environnementaux

Les risques environnementaux, y compris ceux liés au changement climatique, sont intégrés au système de *management* de l'environnement et au dispositif de contrôle interne du Groupe en lien avec la gestion des risques Groupe. Ils font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la politique de développement durable du Groupe.

(1) Cet indicateur de performance du Groupe est nouveau en 2020 et a été retenu en rebond de la déclinaison de la raison d'être et des nouveaux enjeux et engagements RSE du Groupe (voir l'introduction du chapitre 3 et la section 3.3.3 « Égalité, diversité, inclusion »).

(2) Sont concernés les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement. En 2030, le Groupe envisage de porter ce seuil financier à 30 millions d'euros.

(3) Voir les sujets extra-financiers à enjeu et matrice de matérialité, introduction du chapitre 3.

(4) *How companies really impact progress on climate, 2019*, influencemap.org/climate-lobbying.

(5) Tels que tels que RepRisk.

Identification des risques environnementaux

L'actualisation de la cartographie [1] des risques 2020 conforte l'analyse des risques et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. À fin 2020, le Groupe compte 8 sites SEVESO seuil haut [2] et 32 sites seuil bas [3].

En 2020, comme les années précédentes, les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeux économiques et financiers relatifs aux risques environnementaux portent sur les thématiques suivantes :

- le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre ;
- les impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ;
- la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes ;
- la gestion de la ressource en eau.

La principale évolution réside dans l'observation des effets du changement climatique avec des températures en période estivale plus élevées et des épisodes de sécheresse qui renforcent la pression sur les milieux et sur certaines activités du Groupe tel que les activités de production hydraulique et nucléaire.

Maîtrise des risques environnementaux

Pour maîtriser les risques d'incidents ou d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel ou à la santé publique, EDF met en œuvre son système de *management* environnemental Groupe qui repose sur :

- une politique active d'investissements intégrant les MTD (Meilleures Technologies Disponibles) en matière de protection de l'environnement et un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation a cessé, qui comporte si nécessaire des opérations de dépollution ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées, intégrant le retour d'expérience des crises vécues et des exercices ;
- des inspections et des audits sur les sites de production ;
- une politique de gestion de crise qui prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir la section 2.1.2.5 « Gestion de crise et continuité d'activité »). L'incident industriel du site SEVESO de LUBRIZOL en France (hors EDF) a fait l'objet d'une évolution du cadre réglementaire en matière de maîtrise des risques et de danger et a donné lieu à un retour d'expérience interne spécifique afin d'en dégager des pistes de progrès en matière d'aménagement et de protection des ouvrages de stockage.

En France, une offre globale de formation « environnement – développement durable » réunit les formations métiers et transverses relatives au *management* de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales. En 2020, 1 545 salariés ont bénéficié de ces formations pour 12 710 heures [4]. Le réseau « développement des compétences environnement » contribue à la gestion prévisionnelle des compétences du domaine et aux parcours professionnels des experts.

Localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Événement environnemental à enjeu

Durant l'année 2020, les actions de maîtrise de surveillance et de contrôle des process de production ont permis de ne pas être confronté à un événement environnemental à enjeu [5] impliquant un impact important sur l'environnement. Certains événements d'exploitation tels que fuites d'hydrocarbures, défaut de lignage dans les transferts d'effluent, peuvent être suivis de litiges issus de plaintes déposées par des ONG ou associations, de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, DREAL, etc.). En 2020, le montant des pénalités prononcées à l'encontre d'EDF s'est élevé à 500 euros, s'agissant d'une contravention de 5e classe à Flamanville.

Réduction du risque chimique

Pour réduire les risques de pollution, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement, lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées comme préoccupantes.

Les produits de substitution répondent souvent à des éco-labels par exemple pour les produits d'entretien (concerne nos filiales Citelum, Électricité de Strasbourg et les *data centers*). Suite aux études R&D, des substitutions sont mises en œuvre tels que les huiles éco-acceptables pour la production hydraulique en cours de généralisation, le fluide de commande des turbines de centrales thermiques et nucléaires en France et au Royaume-Uni, les vernis et peintures (Direction Industrielle, Direction Immobilier et Citelum), l'arrêt de l'utilisation de pesticides par la Direction Immoblière.

Par ailleurs, EDF Hydro, Direction Immobilier, Enedis poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [6]et PCT [7] de plus de 50 ppm en concentration. Ces plans d'actions, poursuivis en 2020, sont conformes aux prévisions. L'élimination totale est fixée à fin 2025 pour EDF R&D, EDF SEI, EDF PEI, Cyclife France, Dalkia. À noter que les métiers de production thermique et nucléaire ne disposent plus d'appareils dépassant ce seuil.

3.5.2.5.6 Rémunération

La rémunération globale

La rémunération globale est un levier essentiel de la reconnaissance de la contribution de chacun à la performance du Groupe. Elle participe à l'engagement des collaborateurs, à la fidélisation des talents et contribue à l'attractivité du Groupe. À ce titre, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive, en étant très attentif à la qualité et au niveau de la protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. Le Groupe a ainsi formalisé une politique globale de rémunération et d'avantages sociaux. Elle concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe.

Les principales sociétés étrangères du Groupe font l'objet d'une revue de leurs systèmes de rémunération et de protection sociale au regard de cette politique. La politique de rémunération globale est guidée par quatre principes : la compétitivité par rapport au marché externe ; la cohérence et l'équité interne ; la soutenabilité financière ; la communication.

Elle s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. Il existe un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée. Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination.

EDF réaffirme ses priorités en matière de reconnaissance et a fait évoluer ses politiques :

- en améliorant l'intégration de la reconnaissance dans ses pratiques et processus managériaux ;
- en renforçant le lien entre contribution personnelle (performance, capacité d'adaptation et d'initiative) et reconnaissance financière ;
- en développant des dispositifs de rémunération variable, corrélés à la performance financière de l'entreprise pour reconnaître en différenciant.

Enfin, pour répondre aux enjeux de reconnaissance des salariés et des *managers*, un chantier de modernisation du système de classification rémunération à la maille de la branche des Industries Électriques et Gazières a été initié en 2019 et se poursuit en 2020 et 2021.

S'agissant des rémunérations brutes totales, se référer à la note charge de personnel.

(1) Voir la section 2.1.2.1 « La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des activités et des risques ».

(2) Il s'agit des sites de Bellefontaine B, Pointe Jarry, Port Est et Jarrie en France, Hole House au Royaume-Uni, Collalto, Cellino et San Polito en Italie.

(3) Seuil haut et seuil bas : les établissements industriels sont classés « Seveso » selon leur aléa technologique en fonction des quantités et des types de produits dangereux qu'ils accueillent. Il existe ainsi deux seuils différents classant les établissements en « Seveso seuil bas » ou en « Seveso seuil haut ». Les exigences associées à ces deux types sont très différentes ; elles sont fortement contraignantes pour le seuil haut, notamment quant au système de gestion de la sécurité, à l'information du public, au plan de prévention, etc.

(4) Au périmètre EDF SA.

(5) Événement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.

(6) PCB : Polychlorobiphényles.

(7) PCT : Polychloroterphényles.

Des dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficie d'une rémunération variable de la performance, individuelle ou collective. Les modalités de cette rémunération variable diffèrent d'une société à l'autre du Groupe, en fonction d'accords historiques et des réglementations applicables. Au sein d'EDF SA, tous les salariés peuvent bénéficier d'une rémunération variable de la performance. Pour les dirigeants, la part variable est assise à la fois sur des objectifs individuels ainsi que collectifs dont le poids s'accroît avec le positionnement du poste dans l'entreprise.

EDF et Enedis portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs *managers* sur les questions de rémunération. En France, les salariés d'EDF et les salariés d'Enedis bénéficient d'un dispositif d'intéressement aux résultats, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour Enedis. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe. Les salariés d'EDF et Enedis ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe (PEG), soit au plan d'épargne pour la retraite collective du Groupe. Dans un contexte économique contraint, la politique d'abondement des sommes placées est maintenue. Les accords d'intéressement d'EDF et Enedis sont triennaux (à l'exception de 2020) et prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale).

Une politique d'épargne salariale complète et performante

Elle est ouverte aux salariés d'EDF et aux sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PEG et/ou au PERCO. On dénombre au 31 décembre 2020, environ 200 000 salariés, retraités et ex-salariés du Groupe qui détiennent un plan d'épargne Groupe (soit plus de 97 % de la population totale). Plus de 83 000 salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détiennent un plan d'épargne retraite collective (soit plus de 40 % de la population totale).

Le plan d'épargne Groupe (PEG)

Une gamme complète de Fonds Communs de Placement diversifiés est ouverte à la souscription comprenant des fonds prudents, principalement investis en obligation et en placements monétaires, des fonds équilibrés et des fonds dynamiques, principalement investis en actions dont des fonds d'actionnariat investis en actions EDF. Le PEG du groupe EDF totalise, fin 2020, un encours de 5,2 milliards d'euros. L'intéressement, la participation ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps peuvent être abondés selon les conditions négociées dans chaque société.

Le plan d'épargne retraite collectif (PERCO)

Le PERCO du groupe EDF est composé de 2 FCPE totalisant 8 supports d'investissement : un fonds solidaire et un fonds à horizon de déblocage. Il est possible de piloter son PERCO, soit en gestion libre ce qui rend possible d'investir dans n'importe quel compartiment indépendamment de la date de départ en retraite, soit en gestion pilotée auquel cas l'épargne sera désensibilisée automatiquement au risque au fur et à mesure que l'échéance approche (départ en retraite, achat de résidence principale). L'intéressement, la participation ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps peuvent être abondés selon les conditions négociées dans chaque société. Le Perco groupe EDF totalise à fin 2020 un encours d'un milliard d'euros.

L'actionnariat salarié

En 2020, la structure de l'actionnariat salarié s'élevait au 31 décembre 2020 à 1,36 % du capital social réparti entre les actions détenues par les FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS » au sein du plan d'épargne Groupe et les actions détenues au nominatif :

	Nombre de salariés actionnaires	Nombre d'actions	% capital	% droits de vote
Actionnariat salarié		**42 092 505**	**1,36 %**	**1,41 %**
PEG (FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS »)	94 088	38 075 245	1,23 %	1,26 %
dont actions EDF	*94 088*	*38 075 245*	*1,23 %*	*1,26 %*
dont EDF ORS	*39 382*	*7 307 294*	*0,24 %*	*0,13 %*
Actions détenues au nominatif		4 017 260	0,13 %	0,15 %

3.5.2.5.7 Partenariats

Les partenariats constituent un engagement important pour le Groupe afin de faire la preuve de sa mobilisation pour la transition énergétique dans les territoires. Ces partenariats sont déclinés en cohérence avec la raison d'être d'EDF et construits dans le dialogue avec les parties prenantes.

En matière de biodiversité, le Groupe s'appuie sur des partenariats nationaux construits dans la durée avec les grands acteurs du secteur (voir la section 3.3.2.1.5 « Renforcer la gouvernance des sujets liés à la biodiversité et la sensibilisation des salariés »). Sur le climat et la transition écologique et solidaire au sens large, le partenariat noué avec l'Iddri (l'Institut du développement durable et des relations internationales) permet à EDF d'engager des échanges sur des sujets à enjeu, de développer son expertise et de détecter les sujets émergents.

L'accompagnement des populations fragiles dans la transition énergétique constitue l'un des axes de partenariat d'EDF, notamment dans le secteur de l'économie sociale et solidaire et de l'entrepreneuriat social. EDF a ainsi conclu un partenariat avec ASHOKA France, l'un des pionniers et des acteurs majeurs de l'entrepreneuriat social décrit à la section 3.3.4.3 « Innovation sociale ».

En matière de dialogue mené au sein des territoires, des partenariats se poursuivent avec le Conservatoire du littoral, l'Union Nationale des Centres Permanents d'Initiative pour l'Environnement sur la dimension « accompagnement des territoires », et avec l'École nationale supérieure de paysage (ENSP). Récemment, le travail de recherche-action mené par l'ENSP sur la centrale thermique de Martigues Ponteau a permis de réaliser un diagnostic après déconstruction des cheminées, mettant mieux en valeur l'inscription paysagère du site au sein du territoire.

Au plan local, de nombreux partenariats sont noués par les directions et filiales en vue d'un dialogue de proximité avec les acteurs des territoires.

3.5.2.5.8 R&D

Les activités de Recherche & Développement (R&D) menées par le groupe EDF sont portées d'une part par la Direction Recherche et Développement – EDF R&D et d'autre part par certaines filiales du Groupe. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la stratégie CAP 2030 du Groupe. Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour atteindre cet objectif. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes thématiques : la transition électrique, la transition climatique, la transition numérique et sociétale.

En 2020, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 685,2 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF (518 millions d'euros) ainsi que de celle conduite par certaines filiales en propre et principalement de Framatome, EDF au Royaume-Uni et Edison. Ces dépenses portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances (voir la section 1.5 « Recherche et développement, brevets et licences »).

3.5.2.5.9 Communication responsable

EDF développe depuis plus de 20 ans une communication pédagogique et de proximité, construite autour de ses valeurs de service public et fondée sur l'authenticité et le respect. En janvier 2021, le groupe EDF se classe premier au palmarès des entreprises les plus crédibles en matière de communication, dans la catégorie *utilities*/énergie [1].

Programme de communication responsable

En 2018, l'entreprise a franchi une nouvelle étape en se dotant d'un programme de communication responsable, cohérent avec ses engagements en matière de développement durable et de responsabilité d'entreprise, et ses enjeux numériques. Ce programme vise notamment à réduire l'impact environnemental de la communication du Groupe et à garantir une communication respectueuse de tous, comme l'illustre l'accessibilité à tout un chacun des supports de communication. Elle prend corps à travers un code de communication responsable doté de 50 engagements [2] qui s'applique aux actions de communication et aux moyens utilisés (relations presse, événementiel, digital, édition, marketing, etc.), en France et à l'international, pour les entités dont le Groupe contrôle les politiques de communication. Parmi ces actions on peut citer : la réduction des consommations de papier, la stricte utilisation de papier certifié durable, la compensation carbone des grands événements, ou le développement des réunions virtuelles pour limiter les trajets occasionnant des émissions importantes de GES.

Dans l'ensemble de ses communications, EDF est engagé à ne pas propager des idées de gaspillage énergétique et vise en permanence une consommation réduite fondée sur l'importance des économies d'énergie. Pour parvenir à l'engagement collectif de ses équipes, la Direction de la communication du Groupe a initié un programme de formation à la communication responsable de toute la filière. En 2020, quatre sessions ont eu lieu, permettant la formation de 40 communicants, portant le total à plus de 200 communicants formés, soit plus du tiers de la filière.

Programme FAIRe

De manière complémentaire, EDF est signataire du programme FAIRe (2018), mené par l'Union des marques. Cette charte, renouvelée en 2020, fixe 15 engagements assortis d'un *reporting* annuel, qui permettent aux entreprises de prendre le virage de la communication responsable et à l'Union des marques d'évaluer annuellement leurs performances. En 2020, EDF y a obtenu la note de 2,6/3, supérieure à la moyenne générale des adhérents qui s'élève à 2,3/3 (1,8 en 2018).

Communication à destination du grand public

La pandémie de la Covid a profondément modifié les priorités de la communication externe du Groupe en 2020. Une large part a été consacrée à l'information des clients et du grand public sur les actions engagées par EDF et ses filiales (notamment Edison en Italie ou EDF au Royaume-Uni) pour les accompagner face à la crise :

- communication sur la création et le fonctionnement du fonds d'urgence et de solidarité créé par la Fondation EDF en faveur des plus démunis et des personnels soignants ;
- modalités de mise en œuvre du report et de l'étalement des factures pour les clients professionnels et les petites entreprises ;
- conseils tout l'été aux particuliers pour se protéger de la chaleur et rafraîchir leur logement en temps de pandémie (edf.fr) ;
- l'urgence de l'après-crise en partenariat avec Acteurs Publics, où élus, experts et acteurs locaux ont pu débattre.

En France, à compter du déconfinement, EDF a fait le choix de communiquer largement sur deux thèmes forts de la raison d'être du Groupe : le changement climatique et la biodiversité.

En matière de changement climatique

- **Neutralité carbone** : en septembre, la R&D du Groupe a lancé une vaste campagne d'information externe sur ses sujets prioritaires de recherche autour de la neutralité carbone, notamment sur la compensation carbone des émissions résiduelles de CO_2 par des solutions fondées sur la nature (ex : séquestration du carbone dans des écosystèmes naturels, pérennité du stockage). Au Royaume-Uni, EDF au Royaume-Uni a engagé une campagne TV et réseaux sociaux grand public « *Helping Britain achieve Net Zero* » explicitant comment l'électricité peut participer à la décarbonation de l'économie britannique.
- **Mobilité électrique** : EDF a renforcé également sa communication autour de la mobilité électrique, levier important pour améliorer la qualité de l'air et réduire les gaz à effet de serre du secteur des transports, en lançant un programme TV grand public avec la chaîne M6 pour expliquer les atouts du véhicule électrique. Parallèlement, le Groupe, *via* sa filiale IZIVIA, a poursuivi sa communication sur le déploiement des bornes de recharges (site Internet, réseaux sociaux, relations presse). Il a signé en octobre 2020 la charte « Objectif 100 000 bornes » lancée par le gouvernement.
- **Efficacité énergétique** : réalisation de points presse sur la RE2020, campagne digitale sur les atouts du chauffage électrique décarboné, et événement digital sur les *datas centers*.
- **Énergies renouvelables** : Dalkia a centré sa communication autour d'une campagne pédagogique sur les réseaux sociaux (#rentrée verte), pour mieux faire comprendre le rôle des énergies renouvelables et de récupération (géothermie, bois énergie, thalasso-thermie, énergies de récupération, biogaz) dans les systèmes énergétiques. Complémentaire, la campagne pédagogique d'EDF Renouvelables sur les réseaux sociaux a mis l'accent sur les atouts des panneaux photovoltaïques : tonnes de CO_2 évité, capacités de production, conditions de recyclage.

En matière de biodiversité

- **Fête de la Nature** : EDF est partenaire depuis 2008 de la « Fête de la Nature », une opération nationale soutenue notamment par l'Agence française pour la biodiversité (AFB), le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'UICN 1. En 2020, pour la 14e édition (« Prenons-en de la graine »), les métiers d'EDF ont organisé 35 manifestations et reçu plus de 1 900 visiteurs. Dans le contexte de la crise sanitaire, cette opération a été soutenue par une communication sur les réseaux sociaux (plus de 40 000 impressions et 5 000 vues des médias diffusés). Cette opération a été l'occasion pour la Direction du Développement Durable d'élaborer un kit de communication aux enjeux biodiversité du Groupe, relayé par toute la filière communication. À travers l'initiative « Entreprises Engagées pour la Nature – act4nature », EDF s'engage à poursuivre, *a minima* jusqu'en 2022, son partenariat historique avec la Fête de la nature.
- **Centres d'information du public** : tout au long de l'année, les Centres d'information du public des sites industriels ont proposé des manifestations autour de la biodiversité, comme la sensibilisation aux poissons migrateurs (site hydroélectrique de Tuilières) ; la présentation de l'écosystème des estrans (usine marémotrice de La Rance, en partenariat avec Natura 2000 et l'IFREMER) ; des animations liées à la biodiversité l'été pour les enfants (centrale nucléaire de Saint-Alban).
- **Publication** : EDF a publié une édition dédiée « Biodiversité : être ou ne plus être » qui, à partir de témoignages externes (naturalistes, scientifiques, économistes, sociologues, financiers, philosophes) explicite ce qu'est la biodiversité, en dresse l'état et développe les actions prioritaires à mener pour sa préservation. Le document est mis à la disposition de tous sur edf.fr et sera envoyé aux parties prenantes du Groupe, dont les actionnaires particuliers de l'entreprise.

À destination des jeunes

Pour ces publics, EDF propose aux écoles primaires, collèges et lycées, des conférences gratuites sur l'électricité et le développement durable. Ces conférences « Énergies & climat » ont fait l'objet d'une refonte complète et sont désormais réalisées sous forme d'ateliers interactifs dans lesquels les élèves ont pour mission de combattre le changement climatique. Plus de 29 000 élèves en ont bénéficié en 2020, et 99 % des enseignants recommanderaient ces ateliers à leurs collègues. Les pages « L'énergie de A à Z » proposées aux jeunes publics et aux enseignants sur edf.fr (avec kit pédagogique primaire « branche-toi sécurité », tests sur les économies d'énergie, compréhension des systèmes électriques, etc.) ont reçu quelque 800 000 visiteurs uniques en 2020.

En fin d'année, lors de l'opération « La science en fête », un partenariat a été monté avec les influenceurs et vulgarisateurs scientifiques « Les Frères Poulain », aux manettes d'une chaîne de la découverte sur Youtube, pour familiariser les publics jeunes à l'électricité bas carbone et à son rôle dans la transition énergétique. Les programmes ont été visionnés à plus de 480 000 reprises.

(1) Palmarès Epoka, 29 janvier 2021 : player.vimeo.com/video/502701862 ?title=0&byline=0&portrait=0.

(2) www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/MVP/Communication%20responsable/code-de-communication-responsable-edf.pdf

3.6 Plan de vigilance

Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, EDF publie dans cet URD son quatrième plan de vigilance. Il en ressort que l'identification, la prévention et l'atténuation des risques d'atteinte grave aux droits humains, à l'environnement et à la santé-sécurité des personnes sont prises en compte pour l'ensemble des activités du groupe EDF, y compris dans ses relations avec ses fournisseurs et sous-traitants, de façon systématique et dans une démarche de progrès continu. EDF inscrit son plan de vigilance dans le cadre des « principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme », des principes directeurs de l'OCDE, des conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) et de la charte internationale des droits de l'homme de l'ONU.

EDF s'est engagée de longue date à exercer ses activités de manière responsable autour des valeurs de respect, solidarité et responsabilité, en promouvant des solutions durables pour les personnes et l'environnement.

« Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants » est aujourd'hui la raison d'être adoptée par EDF et intégrée à ses statuts lors de l'Assemblée générale du 7 mai 2020.

Notre raison d'être nous permet de rendre l'architecture RSE du groupe EDF plus visible et cohérente. Elle se décline en 4 enjeux clés et 16 grands engagements RSE qui couvriront l'ensemble de nos engagements et politiques RSE du Groupe.

3.6.1 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance

Le groupe EDF est un énergéticien intégré dont les activités comportent des risques dans les trois champs d'application du devoir de vigilance. Il est présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité et une partie des métiers du gaz : production d'électricité d'origine nucléaire, renouvelable et thermique ; transport et distribution d'électricité ; commercialisation ; services énergétiques ; négoce d'énergie (voir section 1.4 « Description des activités du Groupe »).

Acteur principal du marché français, en métropole et en Outre-mer, il possède des positions fortes en Europe, notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique. Premier exploitant électronucléaire mondial, le Groupe est également présent dans la conception et la fabrication d'équipements et de combustibles nucléaires. Premier producteur d'énergies renouvelables en Europe, il exploite 80 % de la capacité hydro-électrique en France continentale et développe des capacités dans les autres énergies renouvelables, en particulier l'éolien terrestre et *offshore*, le photovoltaïque et la biomasse. Le Groupe est aussi un acteur gazier qui produit de l'électricité et de la chaleur à partir de centrales à cycles combinés et commercialise du gaz naturel dans plusieurs pays.

Pour l'essentiel, ses activités sont situées dans les pays de l'OCDE. Ses actifs et projets sont gérés dans de nombreux pays dans le monde. Les pays présentant un caractère de risque font l'objet d'une vigilance particulière y compris dans les relations avec les partenaires. Pour la chaîne d'approvisionnement, plus de 95 % des fournisseurs de rang 1 gérés par la Direction des Achats Groupe sont localisés en France ou dans l'Union européenne. Les fournisseurs de certaines filiales ou ceux impliqués dans les projets internationaux font l'objet d'un dispositif de vigilance particulier.

Compte tenu du caractère principalement industriel de ses activités, conformément à la loi du 27 mars 2017, la vigilance du Groupe sur les risques d'atteinte graves aux droits ou à la santé des personnes (salariés, prestataires, riverains, communautés locales et clients) et à l'environnement s'impose préalablement à ses décisions d'investissement, tout particulièrement dans la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des ouvrages.

3.6.2 Périmètre et méthodologie d'élaboration

Périmètre du plan de vigilance

Le périmètre du plan de vigilance couvre les activités d'EDF, celles de ses filiales contrôlées [(1)], ainsi que celles de ses fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque leur activité est en lien avec cette relation.

Les filiales DALKIA et Framatome qui comptent plus de 5 000 salariés sont intégrées dans le plan avec l'ensemble des filiales françaises et internationales. RTE et Enedis, gestionnaires respectivement des réseaux de transport et de distribution d'électricité en France, sont des filiales gérées en toute indépendance, qui publient, à ce titre, leur propre plan de vigilance.

Méthodologie d'élaboration

L'élaboration du plan associe l'ensemble des acteurs du Groupe :

- le responsable conformité Groupe devoir de vigilance ;
- les Directions Corporate d'EDF : Direction du Développement Durable, Direction juridique, Direction des Risques, Direction Éthique et Conformité, Direction des Achats, Direction ressources humaines et Direction internationale ;
- l'ensemble des autres Directions Métiers d'EDF et filiales du Groupe portant des projets en France comme à l'international ;
- les organisations syndicales représentatives, dans le cadre de l'accord cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe (accord mondial RSE).

Le plan s'appuie sur les référentiels du Groupe :

- politiques Groupe, prescriptives et s'appliquant à toutes les filiales contrôlées : maîtrise des risques et contrôle interne, gouvernance des filiales et participations, *management* de projets, éthique et conformité, développement durable ; santé sécurité, achats ;
- documents internes rendus publics : charte éthique, code de conduite éthique et conformité, charte développement durable entre EDF et ses fournisseurs ; accord cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe ;
- référentiels externes : Global Compact des Nations Unies, Principes directeurs de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'homme, Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationale, Principes directeurs de l'ONU, Guide des Droits Humains à destination des PDG du WBCSD, Conventions de l'OIT garantissant les principes et droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, Déclaration sur les droits de l'enfant, Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, *Global Reporting Initiative* (GRI), Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RF&AR) ;
- Le référentiel du groupe EDF élaboré en mars 2021: « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Ethique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF".

En 2020, EDF a renforcé sa gouvernance du plan de vigilance. Un responsable conformité Groupe devoir de vigilance dédié est en charge du pilotage du plan et de son application sur la base des remontées des entités et en lien avec un Comité Devoir de Vigilance associant d'autres directions concernées (juridique, risques, éthique et conformité, ressources humaines, achats, internationale).

Le devoir de vigilance est mis en œuvre de manière constante toute l'année.

(1) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'article L. 233-16 II du Code de commerce (en France et à l'étranger) (Voir note 3 de l'annexe aux comptes consolidés).

3.6.3 Association des parties prenantes

L'accord cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe, signé par EDF en 2018 avec les syndicats du Groupe et deux fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP) stipule que son plan de vigilance est « élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise y compris les organisations représentatives des salariés ».

Depuis 2018, toutes les réunions organisées avec l'ensemble des signataires de l'accord, qui siègent au Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale (CDRS), avaient à l'ordre du jour le sujet du devoir de vigilance afin de partager sur l'avancée du plan de vigilance. En 2020, les membres du CDRS se sont réunis en avril et octobre. En octobre 2020, la méthodologie de cartographie Groupe a fait l'objet d'une présentation détaillée qui a été approuvée. En 2021, une formation en partenariat avec l'OIT sera organisée pour les membres du comité de dialogue de l'accord.

À l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [1]), à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, comparer les pratiques des entreprises et améliorer les processus d'élaboration du plan de vigilance.

EDF a participé à l'étude commanditée par l'OIT qui a été présentée en décembre 2019, sur la mise en œuvre des plans de vigilance.

3.6.4 Cartographie des risques saillants

Démarche de cartographie des risques pour le devoir de vigilance

Pour EDF, les risques couverts par le plan de vigilance répondent aux caractéristiques des « risques saillants » conformes aux principes directeurs de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'homme.

L'identification et la priorisation des risques permettant d'élaborer le plan de vigilance repose sur deux démarches complémentaires : la cartographie générale des risques, qui comprend plusieurs risques relatifs au devoir de vigilance et une cartographie des risques supplémentaire, spécifiquement dédiée au devoir de vigilance.

Suivant la démarche générale indiquée dans la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités », chaque entité du Groupe réalise une cartographie des risques, sous la responsabilité du *management*, à l'aide d'une typologie visant à couvrir toutes les catégories de risques, internes ou externes, opérationnels ou stratégiques pesant sur le Groupe. Les risques identifiés font l'objet d'une hiérarchisation qualitative selon leur impact, leur probabilité d'occurrence et leur niveau de maîtrise. L'impact est évalué par des critères multiples, incluant des critères non financiers, notamment « évaluation de l'impact sanitaire » (santé et sécurité, en interne, y compris prestataires, ou en externe) et « évaluation de l'impact sur l'environnement physique ou humain ».

La principale finalité de la cartographie générale des risques est de définir et de mettre en œuvre des plans d'actions (prévention, protection…) visant à réduire l'impact et/ou la probabilité des risques.

L'application de cette démarche conduit, à l'échelle du groupe EDF, aux risques principaux présentés dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». Parmi eux plusieurs risques sont structurants pour l'orientation du plan de vigilance :

- risque d'atteinte à l'éthique et la conformité (voir section 2.2 - 1E « Atteinte à l'éthique ou à la conformité ») : ce risque inclut depuis 2019 un volet « devoir de vigilance », qui prévoit la mise en œuvre d'un programme d'actions piloté au niveau du Groupe, ainsi qu'une obligation faite aux entités du Groupe de rendre compte de leurs propres actions dans ce domaine ;
- adaptation au changement climatique – risques physiques et risques de transition (3B) : ce risque comporte notamment un volet portant sur les impacts des activités du Groupe sur le climat (voir section 3.1.3.2.3 l'approche par scénarios pour vérifier la résilience de l'entreprise) ;
- risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental et la biodiversité (4G), et focus spécifiques à la sûreté nucléaire (5C) et à la sûreté hydraulique (4B) ;
- maîtrise des grands projets industriels (4A) : ce risque inclut un volet relatif aux impacts potentiels des projets sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité ;
- continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (4E) : ce risque inclut spécifiquement la mise en œuvre d'actions de vigilance lors de la contractualisation et du suivi des contrats.

Cette cartographie générale des risques est complétée par une analyse spécifique relative au devoir de vigilance, fondée sur une méthodologie à deux niveaux :

- le premier niveau d'analyse se situe au plus près des activités et des projets « sur le terrain » dans l'ensemble des entités et filiales du Groupe, qui mettent en œuvre des analyses de risques structurées par les engagements pris par le Groupe synthétisés dans le référentiel du Groupe « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Ethique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF » ;
- le deuxième niveau d'analyse est une synthèse intermédiaire : chaque entité, sur la base des analyses de risques « terrain », identifie et évalue son exposition aux risques d'atteinte aux droits humains et libertés fondamentales, à la santé-sécurité et à l'environnement, en fonction de la nature des différentes activités ou projets, des pays d'intervention, des fournisseurs, sous-traitants, partenaires, clients. Ce deuxième niveau d'analyse est organisé par le biais des réponses systématiques au questionnaire annuel de contrôle interne, en vue de permettre une consolidation Groupe.

À titre d'exemple concernant cette démarche d'analyse spécifique au devoir de vigilance, concernant la chaine de fournisseurs, une analyse des risques est réalisée par la Direction des Achats Groupe. Elle porte sur la totalité des catégories d'achats d'EDF qui recouvrent environ 12 100 fournisseurs et sous-traitants. Les risques principaux portent sur :

- la santé-sécurité au travail, notamment dans les prestations de manutention/levage/maintenance ;
- l'environnement, principalement dans la production de déchets, en phase d'exploitation ou de démantèlement d'installations ; mais aussi dans l'utilisation de matériaux rares, notamment chez les fournisseurs d'équipements informatique et télécom ;
- les droits de l'homme, particulièrement dans le secteur textile qui fournit les équipements de protection individuels des salariés.

Cette analyse permet d'établir des priorités pour les évaluations, contrôles et audits des fournisseurs (voir la section 3.4.2.3.2 « Stratégie et démarche achats responsables »).

Ces deux démarches, générale et spécifique, permettent d'identifier les risques « saillants » qui orientent les actions du plan de vigilance. Ces risques saillants sont partagés avec les organisations syndicales au sein du Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale (CDRS).

Les risques saillants sont les suivants :

Droits humains et libertés fondamentales

Dans le domaine des droits de l'homme et des libertés fondamentales, la politique éthique et conformité du Groupe intégrant le devoir de vigilance a conduit le groupe EDF à mettre en place une démarche de diligence raisonnable pour l'ensemble de ses entités, qui se traduit concrètement par une identification des risques saillants et des mesures d'atténuation associées. Ces risques sont d'abord appréciés en fonction des pays où l'entreprise, ses filiales et ses fournisseurs exercent leur activité. Dans ses activités et projets en Amérique latine, Asie, Afrique et Moyen-Orient, en raison de pratiques et situations locales et de législations moins exigeantes que les standards des pays de l'OCDE, le Groupe identifie :

- des risques d'atteinte aux droits des communautés, des peuples indigènes et groupes vulnérables (notamment lors des processus de dialogue et de concertation, particulièrement lorsque se posent des enjeux fonciers ou de déplacements de populations) ;
- des risques sur les conditions de travail, dont le travail forcé et le travail des enfants ;
- des risques sur les pratiques des services ou sociétés de sécurité.

(1) e-dh.org

Environnement

La cartographie des risques du Groupe est établie en fonction des différents types d'activités industrielles du Groupe. Les risques environnementaux sont identifiés, évalués et hiérarchisés à travers le système de *management* de l'environnement (SME) (voir la section 3.5.2.5.5 « Pilotage des risques environnementaux ») du Groupe et portent principalement sur :

- l'impact sur le climat ;
- l'impact sur l'eau, les sols, l'air et la biodiversité ;
- la gestion des déchets et l'impact sur les ressources naturelles.

Santé et sécurité

La cartographie des risques d'atteinte à la santé et à la sécurité est établie par la Direction Santé Sécurité. Concernant les salariés du Groupe, des prestataires, fournisseurs et sous-traitants, les risques classés prioritaires sont :

- les accidents du travail ;
- les maladies professionnelles (amiante, rayonnements ionisants) ;
- les troubles musculo-squelettiques et anxio-dépressifs.

Les risques saillants sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir la section 2.2.4 - 4C « Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) »).

3.6.5 Actions de prévention et d'atténuation des risques

En application de sa raison d'être, EDF a défini quatre enjeux déclinés en seize engagements RSE qui intègrent les thématiques du devoir de vigilance.

Les mesures de prévention et d'atténuation des risques sont mises en œuvre par chaque entité concernée, par l'application des politiques corporate et sectorielles et sur la base de la méthodologie commune de maîtrise des risques du Groupe qui prévoit la description de plans d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité. Les projets industriels font l'objet d'analyses de risques sur le champ d'application du devoir de vigilance en tenant compte de leur nature, taille, caractéristiques techniques et localisation. Dans ce cadre, les études d'impact environnementales et sociales s'appuient sur les référentiels internationaux les plus exigeants (principalement IFC, WB, ADB [1]).

En outre, les enjeux relatifs à l'environnement, la santé-sécurité des personnes et aux droits humains sont systématiquement abordés dans l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI), sous forme d'identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte.

Droits humains et libertés fondamentales

La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains s'inscrit dans le déploiement du référentiel du Groupe « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Ethique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF ». Elle s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, et qui visent, dans une démarche de progrès, notamment :

- l'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires ;
- l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet (voir la section 2.2 - 4A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ») avec une attention particulière pour les droits des communautés, des peuples indigènes et groupes vulnérables.

La mise en œuvre de ces engagements et exigences, ainsi que leur suivi, sont assurés par l'application des politiques ou accords existants internes du Groupe notamment la politique développement durable, la politique éthique et conformité, la politique des achats, la politique santé et sécurité, l'accord mondial RSE, la Charte Éthique et le déploiement du plan de vigilance.

Des dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles et communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs), sont également mis en place.

EDF s'attache à déployer ses engagements en amont de ses processus d'investissement jusqu'auprès de ses relations d'affaires en demandant à ses fournisseurs et sous-traitants le respect d'exigences RSE dans le cadre des activités rattachées à leurs relations d'affaires communes (voir la section 2.2.4 - 4E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles » et les sections 3.3.1 « Santé et sécurité de tous » et 3.3.2.3 « Droits humains »).

Environnement

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à l'environnement, EDF s'appuie sur son système de *management* environnemental (SME), sa politique de développement durable et sa Charte Éthique qui engage ses entités à une approche de précaution, une démarche de responsabilité et au développement de technologies respectueuses de l'environnement. La gestion des risques identifiés, y compris ceux liés au changement climatique, est intégrée au processus global de gestion des risques et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique Développement Durable Groupe (voir la section 3.1.2 « Stratégie d'adaptation au changement climatique »).

Le SME organise le pilotage de la performance environnementale à l'échelle du Groupe, visant, en particulier, à maîtriser les risques liés aux émissions de gaz à effet de serre (GES), aux impacts sur l'eau, l'air, les sols, et à la production de déchets conventionnels et radioactifs. Une attention particulière est portée à la préservation de la biodiversité et aux services rendus par les écosystèmes. Ce système est certifié par un organisme externe, Afnor Certification, selon la norme internationale ISO 14001 (version 2015) sur un périmètre représentant la quasi-totalité du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales contrôlées, hors Enedis (voir la section 3.5.2.5.2 « Système de *Management* de l'Environnement (SME) »). L'ensemble (100 %) des sites industriels est couvert par un SME et, pour la totalité des sites de production thermique, nucléaire et hydraulique en Europe, ce système est certifié.

Climat

Fort de son mix énergétique déjà très fortement décarboné (le mix énergétique du Groupe est détaillé dans la section 3.1.1.4 "EDF, investisseur le plus important dans les énergies décarbonées en Europe"), le Groupe met en œuvre, au moyen d'une gouvernance appropriée (la gouvernance en matière de climat est détaillée dans la section 3.1.3 "Gouvernance climatique d'EDF"), une stratégie climatique alignée avec CAP 2030, et qui repose sur 4 engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de compensation carbone, l'adaptation au changement climatique[2] et le développement des usages de l'électricité et des solutions énergétiques (voir la section 3.1 « Neutralité carbone et climat »).

Plus spécifiquement, au regard de l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, l'ambition en matière de trajectoire carbone est traduite sous la forme d'objectifs à moyen terme (2030) et à court terme (2023). Elle s'accompagne d'un objectif en matière de développement des énergies renouvelables, d'un engagement en matière de sortie du charbon et d'une implication forte dans le dispositif TCFD préconisé à l'échelle internationale en matière de gouvernance climatique.

Neutralité carbone à 2050

Le groupe EDF a été l'un des premiers à se fixer dès 2018 l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Cet engagement a été renforcé et précisé en mars 2020. Il se traduit concrètement par la réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050, la réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales et enfin la mise en place de projets à émissions négatives afin de compenser les émissions résiduelles du Groupe à cet horizon. Cet objectif couvre les émissions de tous les gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes et pour toutes les activités du Groupe sur l'ensemble des régions géographiques.

En février 2020, le groupe EDF a rejoint l'initiative « *Business Ambition for 1.5 degrees : our only future* » lancée par le Pacte Mondial des Nations Unies, *We Mean Business and Science Based Target Initiative*. Cette coalition regroupe

(1) IFC : *International Finance Corporation*. WB : *World Bank*. ADB : *Asian Development Bank*.

(2) Conformément au GIEC (*IPCC special report Global Warming 1,5°C*, octobre 2018), les trajectoires sans dépassement, ou avec un dépassement minime de l'objectif de 1,5 °C, ne pourront être atteintes qu'avec un accroissement de l'électrification des usages associé à une accélération de la décarbonation de l'électricité.

aujourd'hui plus de 300 entreprises qui s'engagent à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 afin de limiter l'augmentation de la température mondiale à 1,5 °C par rapport à la période préindustrielle.

Par cet engagement, le groupe EDF s'inscrit également dans l'initiative « *Race To Zero* » des Nations Unies et intègre la « *Climate Ambition Alliance* » [1] aux côtés de plus de 120 pays, 450 villes, 45 investisseurs et 1 000 entreprises.

Trajectoire carbone : objectifs à 2030 reconnus par l'initiative SBTi

En 2020, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scope 2 et 3).

Le 7 décembre 2020, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire « *Well Below 2 °C* » par l'initiative *Science Based Targets* [2]. Ainsi le groupe EDF s'engage sur les objectifs 2030 suivants :

- Réduction de 50 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals ;
- Réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals (scope 3).

En cohérence avec ces objectifs validés par SBTi, le groupe EDF se fixe les objectifs 2030 complémentaires suivants : 25 $MtCO_2$ pour les émissions de scope 1 en 2030, 35 gCO_2/kWh pour l'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produites par le Groupe en 2030, une réduction de 28 % comparé à 2019 des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030.

Afin d'atteindre ces objectifs, une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été élaborée pour les trois scopes du groupe EDF. Cette trajectoire passe par un jalon fixé en 2023, qui se traduit par les objectifs intermédiaires suivants :

- 28 à 30 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2023 (la fourchette tient notamment compte des incertitudes sur les scénarios post crise sanitaire) ;
- réduction de 23 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals ;
- réduction de 10 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals et réduction de 8 % de l'ensemble du scope 3 du Groupe.

Ces objectifs 2023 et 2030 sur les émissions directes et indirectes du Groupe sont traduits en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe.

Doublement des capacités ENR installées entre 2014 et 2030

Dans le cadre de sa stratégie CAP 2030, le Groupe s'est fixé l'objectif de plus que doubler sa capacité renouvelable nette installée ENR (y compris hydraulique) entre 2015 et 2030, de façon à la porter à 60 GWe en 2030.

Sortie de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030 toutes zones géographiques confondues

Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* (PPCA) qui promeut, dans le cadre de l'Accord de Paris, la sortie du charbon dès 2030 dans les pays Européens, et avant 2050 pour le reste du monde. En 2019, le groupe EDF s'est donné comme objectif de sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030 toutes zones géographiques confondues.

Le détail des risques climatiques et leurs impacts potentiels est synthétisé dans la section 3.9.4 « Détail des risques climatiques du Groupe ».

Biodiversité

Les enjeux de la neutralité carbone sont indissociables d'une approche en faveur de la biodiversité dans laquelle EDF est engagé de longue date. Le Groupe renouvelle en 2020 son engagement en faveur de la biodiversité au moyen de deux dispositifs volontaires soutenus par l'État : « Entreprises engagées pour la biodiversité – act4nature France », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité ; « Act4nature International », sous l'égide de l'association Entreprises pour l'environnement (Epe). Les actions menées par le Groupe sont structurées autour des axes suivants : réduire la contribution de ses activités aux facteurs de pression majeurs, recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité, renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager, renforcer la gouvernance et la sensibilisation en matière de biodiversité (voir la section 3.2.1 « Biodiversité »).

Économie circulaire et déchets

Le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise. Dans ce cadre, le Groupe favorise une approche d'économie circulaire (entre acteurs du territoire ou d'une filière) en agissant sur ses 3 piliers que sont l'éco-socio-conception, l'économie de fonctionnalité et l'écologie industrielle. Le Groupe prévient et optimise la production de déchets conventionnels en favorisant le ré-emploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de sa chaîne de valeur. Un « plan déchets » adapté est mis en place pour tout nouveau chantier afin d'éviter la production de déchets conventionnels et favoriser leur recyclage et leur valorisation. Le Groupe mène toutes actions permettant d'éliminer ou substituer les substances à risque pour l'environnement et les personnes par des produits plus respectueux de l'environnement et met en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances (PCB, produits chimiques) par des produits plus respectueux de l'environnement d'ici 2021, en cohérence avec les réglementations locales.

Risque chimique

Pour réduire les risques de pollution, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées comme extrêmement préoccupantes (voir la section 3.5.2.5.5 « Pilotage des risques environnementaux »).

Risque radiologique

La sûreté nucléaire est la priorité n° 1 du Groupe et la préoccupation majeure et permanente du Groupe sur l'ensemble du cycle, de l'approvisionnement du combustible jusqu'à la déconstruction et la gestion des déchets. Elle repose sur des dispositions techniques et organisationnelles visant à se prémunir d'un accident nucléaire, et, dans le cas hypothétique d'un tel accident, à en limiter les conséquences (voir la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires »). Le Groupe assume sa responsabilité vis-à-vis des déchets radioactifs, et en France, déconstruit les centrales nucléaires arrêtées en toute sûreté et dans le respect de l'environnement. Il optimise et gère les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont il a la responsabilité et développe les filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés (voir la section 3.2.4.4 « Assumer notre responsabilité vis-à-vis des déchets radioactifs »).

Sûreté hydraulique

Concernant l'hydraulique, la sûreté repose sur l'ensemble des dispositions prises, aussi bien lors de la conception des barrages et des aménagements que durant leur exploitation, afin d'assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et à la présence ou au fonctionnement des ouvrages (voir la section 2.2.4 - 4B « Atteinte à la sûreté hydraulique »). L'utilisation responsable et le partage de l'eau sont cadrés par la politique Développement Durable (voir la section 3.2.3 « Gestion durable et intégrée de l'eau »).

Santé et sécurité

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à la santé et à la sécurité de ses salariés, fournisseurs et sous-traitants intervenant sur ses sites (voir la section 2.2 - 4C « Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) »), le Groupe s'appuie sur une politique Santé et Sécurité renforcée par un engagement signé le 23 avril 2018 par le Président et tous les membres du Comex. Cette politique s'accompagne d'une feuille de route et définit le cadre de cohérence des politiques et plans d'actions des différentes filiales (voir la section 3.3.1.3.1 « Politique santé sécurité »).

La politique Santé et Sécurité fixe comme priorité absolue l'éradication des accidents mortels (voir la section 3.3.1.3.2 « Eradication des accidents mortels »), puis la réduction du nombre d'accidents ainsi que de l'absentéisme. Les risques identifiés font l'objet de campagnes d'information. Les sociétés du Groupe déploient « 10 Règles Vitales » spécifiquement définies par EDF pour prévenir la survenue d'accidents graves, voire mortels. Les événements à haut potentiel (HPE) font l'objet de partage et d'analyse pour favoriser le retour d'expérience. Les entités du Groupe

(1) Alliance créée en septembre 2019 lors du sommet pour l'Action Climatique du Secrétariat Général des Nations Unies par le Président du Chili Sebastián Piñera.

(2) Initiative lancée suite à l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Ressources Institute et World Wild Fund.

s'autoévaluent selon un cadre de référence commun « *BEST : Building Excellence in Safety Together* », regroupant les meilleures pratiques pour progresser dans le domaine de la santé sécurité.

EDF promeut le concept de santé globale et relaie les campagnes de santé publique. En novembre 2020, EDF s'est engagé comme partenaire de Santé Publique France pour la promotion de la campagne "Moi(s) Sans Tabac". Concernant la santé et la sécurité des clients et du public, ses entités déploient des dispositifs d'information adaptés sur les usages de l'électricité (voir la section 3.3.1.4 « Santé et sécurité des consommateurs ») à proximité de ses sites. EDF promeut également sur ses projets d'infrastructure à l'international la réalisation d'études d'impact de ses ouvrages sur la santé publique, dans toutes leurs phases, et la mise en place de programmes de gestion adaptés.

Achats

La politique Achats Groupe mentionne que le respect des engagements contractuels et des exigences de la politique Développement Durable à l'égard des personnes et de l'environnement « constitue le socle de la relation avec les fournisseurs ».

Une démarche « achats responsables » conduite par la Direction des Achats Groupe permet d'identifier les risques liés aux activités des fournisseurs (voir la section 3.4.2.3.2 « Stratégie et démarche achats responsables »). Elle implique notamment l'intégration d'exigences RSE dans les clauses contractuelles. Des écarts graves constatés chez les fournisseurs peuvent remettre en cause la relation contractuelle, et aller jusqu'à sa rupture.

Le respect des engagements environnementaux et sociétaux des fournisseurs est principalement assuré par la priorisation des évaluations, définie sur la base de la cartographie des risques de la Direction des Achats. Dans les segments classés à risques majeurs, ces évaluations prioritaires sont effectuées : soit par des questionnaires d'autoévaluation RSE complétés par les fournisseurs et sous-traitants et vérifiés par un prestataire externe indépendant, basés sur la norme ISO 26000, complétés par les fournisseurs et leurs sous-traitants ; soit par des audits [1] réalisés par des cabinets spécialisés externes.

Dans la chaîne d'approvisionnement et du charbon, EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un promoteur actif de *Bettercoal* [2], l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont elle a été membre fondateur. Concernant la chaîne d'approvisionnement en uranium, les contrats contiennent des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les exigences d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai (voir la section 3.4.2.3.3 « Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon »).

3.6.6 Mécanisme d'alerte

Le Comité exécutif d'EDF a décidé en 2018 de faire évoluer son dispositif d'alerte afin de sécuriser le traitement des signalements et renforcer la confidentialité et la sécurité des données à caractère personnel.

Champ d'application

Le Comex a décidé de mettre en place un dispositif d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin 2 et de la loi sur le devoir de vigilance ainsi que ceux émanant de salariés alléguant de faits de harcèlement et discrimination. La DECG est le référent du dispositif pour le Groupe. Le dispositif d'alerte Groupe bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE [3] qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion. Tout alerteur peut choisir d'utiliser le Dispositif d'alerte Groupe ou les autres canaux mis à la disposition des collaborateurs (*manager*, ressources humaines, représentants du personnel, responsable éthique et conformité local, médiateur…).

Accessibilité du dispositif

Le dispositif d'alerte Groupe, géré à partir d'une plateforme indépendante, déconnectée du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site web du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix [4].

Dépôt de signalements

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses collaborateurs, seraient les auteurs ou les victimes.

Analyse de la recevabilité des signalements

Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans les 72 heures lui indiquant l'enclenchement de l'analyse de recevabilité. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que la gravité des faits signalés est établie et que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

La DECG assure l'analyse de la recevabilité des signalements qui est appréciée au regard du champ d'application du dispositif et de la relation de l'alerteur avec l'entreprise. Cette recevabilité est indépendante de la réalité des faits allégués qui ne peut être constatée qu'à la fin du traitement. Une fois la recevabilité prononcée, une information est donnée à l'auteur du signalement sur le régime de protection dont il bénéficie (protection de la loi Sapin 2, du Code du travail…). Celui-ci est différent selon son statut (victime ou témoin, personne physique ou morale…), sa relation avec l'entreprise (salarié, collaborateur extérieur, tiers…) et les thématiques concernées (fraude, harcèlement, atteinte grave à l'environnement…).

Traitement des signalements recevables

Chaque signalement jugé recevable fait l'objet d'un traitement. La DECG nomme un responsable de traitement et s'appuie sur les REC et d'autres experts si besoin pour traiter les signalements. Lorsque les investigations sont terminées, un rapport est établi par le responsable de traitement. Si les faits allégués dans l'alerte sont avérés ou partiellement avérés, un plan d'actions est mis en œuvre. La DECG suit l'avancement de ce plan d'actions et s'assure de sa réalisation complète avant de clôturer l'alerte.

3.6.7 Dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité

Afin de suivre les mesures mises en œuvre et évaluer leur efficacité, EDF s'appuie sur des indicateurs établis dans le cadre de son processus de *reporting* extra-financier, qui couvrent les champs du devoir de vigilance (voir la section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance »), ainsi que sur le dispositif de pilotage des risques Groupe.

Le 2 novembre 2020, Le responsable conformité devoir de vigilance Groupe a été nommé le 2 novembre 2020. Il est chargé de l'élaboration et du suivi du Plan de vigilance en concertation avec la Direction du Développement Durable, la Direction Juridique, la Direction Éthique et Conformité Groupe et l'ensemble des autres directions et filiales concernées. Il s'appuie sur un réseau de responsables devoir de Vigilance qu'il anime conjointement avec la Direction du Développement Durable.

Chaque année, un bilan du plan de vigilance est présenté au Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale (CDRS) et des points d'information réguliers sur sa mise en œuvre et ses évolutions sont présentés au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.4 « Comité de responsabilité d'entreprise »).

(1) Le référentiel des audits est notamment basé sur les normes ISO 26000, OHSAS et SA80000.

(2) bettercoal.org

(3) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés en toute indépendance.

(4) www.edf.fr/edf/alerte-ethique

3.6.8 Procédure d'évaluation régulière de la situation des filiales, des sous-traitants et des fournisseurs au regard de la cartographie des risques

En application du guide de contrôle interne, lui-même faisant référence au volet « devoir de vigilance » de la politique Groupe « Éthique et conformité », les entités et filiales sont tenues de compléter une fiche sur la maîtrise de leurs activités relatives à l'ensemble du devoir de vigilance. Cette fiche a pour but, d'une part, de synthétiser l'analyse de risque spécifique réalisée par chaque entité (évaluation, cotation, fondée sur une analyse des résultats, faits, causes, conséquences), d'autre part de s'autoévaluer sur la maîtrise de l'activité et la performance de l'entité et d'indiquer les objectifs de son plan d'action annuel. Un focus particulier est demandé sur l'évaluation des fournisseurs.

Par ailleurs, dans le cadre de la démarche Achats responsables, la Direction des Achats Groupe, les grandes directions et les filiales procèdent à des évaluations RSE de leur fournisseurs et sous-traitants, sur la base de questionnaires et d'audits, réalisés en propre ou par des organismes indépendants (voir la section 4.2.3.4 « Comité de responsabilité d'entreprise »).

3.6.9 Compte-rendu du plan de vigilance du groupe EDF

En 2020, le groupe EDF a continué de mettre en œuvre les exigences du devoir de vigilance dans l'ensemble de ses activités et de ses relations avec les fournisseurs et sous-traitants.

Principales actions à l'échelle du Groupe

Pour les nouveaux projets d'investissements en France métropolitaine, en Outremer et à l'international, l'identification des risques, discutée dans différents Comités des engagements du Groupe, en particulier ceux du Comité exécutif du Groupe [(1)] (CECEG) et du Comité *Business Development International* (CBDI), s'appuie sur une grille de criblage qui intègre les risques relevant du devoir de vigilance.

Les projets financés par des *Green Bonds* ou par des banques de développement ont fait l'objet d'un *reporting* sur les questions sociales et environnementales auprès des financeurs (voir la section 3.1.3.3.2 « Recours aux *Green Bonds* (obligations vertes) »). EDF a élargi en 2020 le périmètre d'action de ses *Green Bonds* à la biodiversité en intégrant des indicateurs biodiversité dans le *Green Bond Framework* [(2)].

Plus précisément, les actions suivantes ont été mises en œuvre :

Droits humains

En mars 2021, EDF a élaboré un référentiel rassemblant les engagements du Groupe et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales ; de protection de l'environnement ; de garantie de la santé et la sécurité des personnes ; d'éthique des affaires. Le Groupe rappelle et synthétise dans ce référentiel ses engagements en matière de respect des standards internationaux, des droits de ses collaborateurs, des droits des communautés locales et du recours à des forces de sécurité notamment (voir la section 3.3.2.3 « Droits humains »).

La mise en œuvre des engagements droits humains s'inscrit dans celle des engagements et exigences RSE du Groupe [(3)], elle s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

- l'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires ;
- l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet ;
- la mise en œuvre de ces engagements et exigences, ainsi que leur suivi sont assurés par l'application des politiques ou accords existants internes du Groupe notamment la politique développement durable, la politique éthique et conformité, la politique des achats, la politique santé et sécurité, l'accord mondial RSE, la Charte Éthique et le déploiement du plan de vigilance ;
- des dispositifs de recueil et de traitement des signalements accessibles communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs) sont également mis en place.

Dans la conduite des projets internationaux, l'engagement des parties prenantes et la recherche du consentement ont été systématiques. Le recours éventuel à de la main d'œuvre migrante sur les chantiers et à des forces de sécurité sur les sites ont fait l'objet d'une attention renforcée. Par exemple, tous les projets hydrauliques ont fait l'objet d'un plan d'engagement des parties prenantes et de mécanismes locaux de gestion des plaintes. Ces plans permettent à toutes les personnes concernées d'exprimer librement leurs doléances ou craintes, et de participer à la prise de décision.

En matière de formation, le *e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH), a été actualisé dans le cadre d'une démarche annuelle intégrant le devoir de vigilance et est accessible à l'ensemble des salariés. Ce module de formation dans sa version actualisée a été diffusé auprès des salariés dans le cadre d'une communication interne de sensibilisation sur les Droits Humains à l'occasion de la journée des Droits Humains le 10 décembre 2020.

En 2018, une ONG a saisi le point de contact national français de l'OCDE (PCN) sur le projet de parc éolien Gunaa Sicaru porté par une filiale d'EDF Renouvelables au Mexique. Dans le cadre du processus de médiation de l'OCDE, le groupe EDF a participé à deux réunions de dialogue avec les demandeurs en apportant des éléments de réponse aux points soulevés. Au printemps 2020, le PCN a clôturé la saisine. La concertation locale qui avait repris début 2020 a été suspendue depuis en raison de la crise sanitaire. Parallèlement, en décembre 2019, EDF a répondu à une mise en demeure adressée notamment par cette ONG ainsi que 4 personnes physiques au titre de la loi devoir de vigilance et relative à ce projet. EDF a ensuite été assigné le 13 octobre 2020 devant le Tribunal judiciaire de Paris au titre de la loi sur le devoir de vigilance. Les requérants demandent, d'une part, que le plan de vigilance établi par EDF soit modifié pour mieux prendre en compte en particulier les risques d'atteinte aux droits des communautés autochtones et, d'autre part, la réparation des préjudices liés à ses manquements au devoir de vigilance. EDF conteste ces deux demandes. L'instruction est en cours.

Environnement

Les risques environnementaux ont été identifiés et intégrés dans le système de *management* de l'environnement du Groupe (SME) et dans le dispositif de contrôle interne (voir la section 3.5.2.5.2 « Système de *Management* de l'Environnement (SME) »).

Parmi les grands électriciens européens, EDF est aujourd'hui l'un de ceux publiant un bilan GES annuel le plus détaillé sur l'ensemble de sa chaîne de valeur. EDF progresse chaque année dans sa démarche et pour la première fois en 2020 intègre l'ensemble des résultats dans la déclaration de performance extra-financière de l'année reportée (voir la section 3.1.1.2 « Le bilan GES du Groupe »). En 2020, pour la quatrième fois, le Groupe figure sur la liste A du *CDP Climate Change*, qui regroupe les entreprises les plus performantes en matière de transparence et d'objectifs sur leur approche carbone et leur engagement dans la lutte contre le changement climatique (voir la section 3.8 « notation extra-financière »).

À fin 2020, le groupe EDF n'exploite plus que trois centrales charbon : la centrale du Havre, qui sera mise à l'arrêt au printemps 2021 ; la centrale de West Burton A sera mise à l'arrêt d'ici 2024 ; et enfin la centrale de Cordemais qui sera mise à l'arrêt au plus tard en 2026 et qui pourrait être reconvertie à la biomasse dès 2022 (voir également la section 1.4.1.2.2 « Les enjeux de la production thermique »).

(1) Sont concernés les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement.

(2) Le *Green Bond Framework* est un document rédigé par EDF à destination de la communauté financière, des agences de notation extra-financières mais aussi des auditeurs externes. Il détaille les 5 grands volets inhérents à une émission obligataire verte en les adaptant aux spécificités d'EDF : l'utilisation des fonds, le processus de sélection des projets, la gestion des fonds, le reporting et la revue externe.

(3) EDF SA et les sociétés qu'elle contrôle. Ce contrôle est en particulier établi par la détention, directe ou indirecte, par EDF, de la majorité du capital ou des droits de vote au sein des organes de gouvernance des sociétés concernées. Hors RTE et Enedis, filiales gérées en toute indépendance, au sens des dispositions du code de l'énergie.

Par ailleurs, le groupe EDF a défini en 2020 un ensemble de critères internes dit « gazier responsable » permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

- critères transverses : l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans la trajectoire carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixée pour chacune des entités du Groupe en cohérence avec les objectifs 2030 du Groupe. Tout projet de développement doit démontrer sa contribution à la transition énergétique des territoires et intégrer dans son *business plan* le respect de la neutralité carbone du Groupe à l'horizon 2050 ;
- critères additionnels sur la production d'électricité : pas de développement de nouveau projet gaz (Cycle Combiné Gaz – CCG), sauf si le projet contribue à réduire l'intensité carbone du système électrique du pays concerné ou relève de la sécurité d'approvisionnement du pays. Lorsque cela est techniquement et économiquement faisable, le projet recourt à des solutions permettant de réduire ses émissions directes, comme le gaz vert, l'hydrogène ou le captage et le stockage du CO_2 ;
- critères additionnels sur la vente de gaz : le groupe EDF accompagne ses clients gaz vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions *via* ses offres, son expertise et ses filiales de spécialité. Il développe et promeut les solutions alternatives aux combustibles fossiles lorsqu'elles sont accessibles (électricité, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable, etc.).

Le Groupe renouvelle en 2020 son engagement au moyen de deux dispositifs volontaires soutenus par l'État : « Entreprises engagées pour la biodiversité – act4nature France », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité ; « Act4nature International » sous l'égide de l'association Entreprises pour l'environnement (Epe).

Le groupe EDF s'est fixé un nouvel indicateur clé de performance à court terme en matière de biodiversité. Il consiste à mesurer la réalisation, en 2022, des engagements de niveau Groupe pris dans le cadre du dispositif "Act4Nature international". La méthodologie associée à cet indicateur est explicitée en section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance ».

En outre, en 2020, à Saint-Alban, EDF s'est engagée avec le Conservatoire des espaces naturels (CEN) de l'Isère pour la restauration et la gestion de la zone humide de Malessard (20 hectares). Le plan de gestion 2020-2024 rédigé par le CEN prévoit de renforcer les inventaires de la faune (castors, amphibiens, libellules…) et la mise en œuvre des premières actions dès 2020, notamment la création de mares pour accueillir des amphibiens, la gestion des espèces exotiques envahissantes, et la mise en place à terme de l'éco-pâturage.

Par ailleurs, la centrale du Bugey et le Conservatoire des espaces naturels s'associent dans la préservation d'un espace naturel exceptionnel. Le partenariat entend préserver les prairies steppiques et les espèces endémiques, en ayant par exemple recours au pâturage naturel. Il prévoit également d'organiser des visites sur cet espace naturel préservé en vue de valoriser la biodiversité locale. La centrale entretient, en lien avec le gestionnaire des espaces verts du site, un espace dédié à l'éco-pâturage par des moutons et des ânes, situé en bordure du Rhône. Cette initiative vise à réintroduire des méthodes naturelles d'entretien des espaces verts au détriment de l'utilisation d'outils mécaniques et polluants, et permet de préserver le mouton Solognot, espèce ovine en voie de disparition. L'introduction d'un nouveau troupeau entretient désormais la flore au pied des tours aéroréfrigérantes. Des ruchers, entretenus par des salariés volontaires, et des nids à mésanges bleues, permettant de lutter contre les chenilles processionnaires, sont également installés dans la centrale.

En termes d'économie circulaire et déchets, les entités et sociétés disposent de plans d'actions visant à limiter la production de déchets et intégrés dans les programmes d'action des systèmes de *management*. Le Groupe Déchets et Economie Circulaire rattaché au SME d'EDF a pour mission d'éviter la production de déchets en menant des actions de prévention, d'optimisation et de recyclage. De nombreux chantiers d'ampleur issus du programme Grand Carénage rendent disponibles un grand nombre de matériels et pièces de rechange pouvant encore servir. C'est pourquoi EDF teste en 2020 « EDF Reutiliz », une plateforme digitale de réemploi de matériels développée en vue de réduire la consommation de ressources et limiter la production de nouveaux biens. Son déploiement sera réalisé en 2021, intensifiant ainsi les opérations de réemploi déjà déployées sur le parc de production.

Santé/sécurité

Chaque entité du Groupe a porté des plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail. À la demande du Comex, malgré l'amélioration régulière du taux de fréquence des accidents, et en réaction à la stagnation du nombre d'accidents mortels, un nouveau temps d'arrêt a été organisé en octobre 202 au niveau de toutes les équipes de travail du Groupe. Il a impliqué salariés et prestataires afin de définir localement des actions pour améliorer le niveau de prévention. Les salariés du Groupe ont été encouragés à se former par des *e-learnings* sur les thèmes de la Vigilance Partagée (18 459 salariés d'EDF ont suivi un module de cette formation) et du risque routier (suivi par 37 224 salariés).

Achats

En 2020, la Direction des Achats Groupe a renforcé la performance de son analyse des risques, conformément à la loi sur le devoir de vigilance. La nouvelle méthodologie prend en compte tous les volets de la RSE (environnement, relations et conditions de travail, droits humains, éthique et conformité). Elle permet de déterminer le niveau de risque résiduel et de définir la priorité des contrôles et actions à mener auprès des fournisseurs selon leur segment d'achat (voir la section 3.4.2.3.2 « Stratégie et démarche achats responsables »).

Des risques résiduels majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits de l'homme. 15 % des segments d'achats analysés sont classés à risque résiduel majeur ; 51 % sont classés à risque résiduel significatif ; 34 % sont classés à risque résiduel limité.

La surveillance des fournisseurs est principalement assurée par le métier ou le *contract management*, qui dispose notamment des fiches d'évaluation de la prestation (FEP) et des fiches d'évaluation fournisseur (FEF). Chaque année, près de 10 000 évaluations sont ainsi réalisées, permettant de contrôler près de 2 000 fournisseurs. En complément, des évaluations et des audits RSE sont réalisés. Les audits in situ chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants.

Concernant les questionnaires, la Direction des Achats Groupe utilise la plate-forme Internet d'évaluation et de dialogue ACESIA de l'AFNOR. Les questionnaires renseignés par le fournisseur font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale. À fin 2020, 2 200 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont près de 900 ont été contrôlés. Les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans près de 40 % des questionnaires contrôlés. Le choix des fournisseurs évalués ou audités est notamment fondé sur la nouvelle cartographie des risques fournisseurs et les questionnements des acheteurs et des métiers, sur les contrats en cours d'exécution. Les entités du Groupe n'utilisant pas ACESIA, mettent en œuvre des modalités d'évaluation qui leur sont propres.

La Division de la Production Nucléaire (DPN) demande à ses fournisseurs de s'engager à respecter la "Charte de Progrès pour un Nucléaire Exemplaire et Performant" et le "Cahier des Charges Social" du Comité Stratégique de la filière nucléaire.

Edison utilise une plateforme d'autoévaluation, articulée autour des dix principes du Global Compact et partagée avec d'autres entreprises.

EDF Renouvelables évalue ses fournisseurs d'équipements stratégiques éoliens et solaires dans ses processus de qualification qui comportent des critères sur l'ensemble des champs de la RSE. Un fournisseur de turbines chinois qualifié pour la première fois, l'a été sur le seul périmètre de ses usines certifiées ISO14001.

Toutes les entités du Groupe réalisent des audits d'évaluation ou de suivi dans leur *supply chain*. Les équipes de Dalkia, par exemple, ont réalisé 2 225 audits auprès de leurs sous-traitants en 2020. EDF Hydro a audité 62 de ses fournisseurs : l'un d'entre eux a obtenu une notation insuffisante sur la maîtrise des risques RSE chez un sous-traitant en Chine, conduisant à la demande d'un plan d'action et à une demande de vigilance renforcée sur les commandes qui lui sont passées. Luminus a constaté un écart important chez un sous-traitant d'un de ses principaux fournisseurs : après plusieurs alertes, l'entité a suspendu son contrat, jusqu'à la mise en conformité de l'entreprise concernée.

La Direction des Achats a diligenté 40 audits RSE *in situ* dans le monde entier, dont 48 % en France. Le scope de ces audits couvre l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementaux, sociaux et éthiques. Quatre audits qualité ont également été réalisés. Les audits RSE ont pour but d'éprouver les engagements RSE adoptés et consistent en audits de terrain (siège, site de production du fournisseur ou chantier sur un site EDF). À titre d'exemple récent, dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la catégorie « vêtements de travail », une campagne d'audits a été réalisée auprès des soumissionnaires ainsi que leurs sous-traitants principaux : seuls les fournisseurs dont l'audit apparaît « Acceptable avec Commentaires » pourront être attributaires.

De manière générale, les conditions sanitaires de 2020 ont mécaniquement réduit le nombre d'audits sur site qui seront reportés en 2021. En dehors de 8 audits de fin d'année dont le rapport n'était pas finalisé à date du bilan, 41 % ont eu un résultat « Satisfaisant », 56 % un résultat « Acceptable avec Commentaire » et 3 % un résultat « Insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs. Pour les audits avec un résultat « Insuffisant » ou « Non satisfaisant », sur la base du plan d'actions proposé et sur l'avis des acteurs en charge du contrat (achat/métier), un audit de suivi pourra être programmé l'année suivant l'audit initial. Ces campagnes montrent que le niveau de maturité des fournisseurs reste encore relativement peu élevé en matière de maîtrise de risques RSE dans leurs propres chaînes d'approvisionnement, en particulier pour les PME auditées Le risque pandémie a en revanche fait l'objet d'une bonne prise en compte par l'ensemble du panel audité. De plus, le *management* opérationnel des sujets sécurité et environnement fait de plus en plus appel à des processus de certification de type MASE ou Iso 14001.

Exemples d'actions mises en œuvre par les entités

En 2019, dans le cadre de son système de *management* environnemental et social, EDF Renouvelables a organisé des visites de sites en Inde et en Chine pour analyser le *management* des enjeux environnementaux et sociétaux (relations avec les parties prenantes, droits humains, conditions de travail des sous-traitants, biodiversité, gestion des déchets, etc.) dans le développement et la construction des projets éoliens et solaires et sensibiliser les équipes locales aux exigences du groupe EDF en la matière.

En Birmanie[(1)], le projet Shweli 3 comprend une étude spécifique d'évaluation et de gestion de l'impact sur les droits de l'homme, lancée en 2019. La crise sanitaire a rendu impossible toute étude sur le terrain en 2020. En conséquence, cette étude n'a pas pu être achevée comme prévu mais l'analyse des risques est déjà disponible. Les risques principaux concernent les droits des futures personnes déplacées (y compris les communautés locales potentielles), la sécurité des travailleurs et du personnel du projet, les droits des communautés en aval. D'autres études sur le terrain et les plans d'action correspondants sont attendus en 2021.

En Côte d'Ivoire, concernant un projet de biomasse utilisant des résidus agricoles (le démarrage de la construction est attendu pour 2021), une étude spécifique a permis de préciser les activités des enfants qui soutiennent les activités de leurs parents. L'étude a permis notamment (i) de caractériser le type de travail (principalement l'appui aux femmes pour la collecte des fruits tombés à terre), (ii) d'identifier les raisons de ces activités des enfants (but culturel, de formation et but économique). Une collaboration avec une coopérative déjà active dans la région sera mise en place pour renforcer les sessions de « formation au champ » sur le travail des enfants et l'égalité des sexes.

Au Brésil, EDF Norte Fluminense (NF) a organisé une consultation publique virtuelle pour présenter et discuter de l'étude d'impact environnementale (EIE) d'un projet de centrale à cycle combiné au gaz (« UTE NF2 ») conformément aux exigences du Conseil national de l'environnement (CONAMA). L'événement s'est tenu en ligne le 7 octobre avec une promotion préalable sur le site web d'EDF NF et sur le journal local, des spots radio, des invitations WhatsApp, des courriels, un numéro vert, un site web. L'audience publique qui a duré plus de 3 heures a atteint 123 accès simultanés, 224 personnes signant la liste de présence. Après l'événement en direct, les canaux de communication ont été ouverts pour recevoir d'autres questions et manifestations pendant 20 jours. De plus, l'enregistrement complet de l'événement en direct était disponible en ligne et a été regardé 543 fois.

Au Cameroun, dans le cadre du projet hydroélectrique Nachtigal, un programme de lutte contre les Violences Basées sur le Genre (VBG) a été mis en place. Un bureau assure depuis février 2020 la prise en charge des victimes dans les communautés riveraines, et des actions de sensibilisation aux VBG et au VIH ont été menées auprès des 1 339 moto-taxi, chauffeurs routiers et travailleurs du sexe, ainsi qu'auprès de 3 702 élèves. Des formations sont également dispensées aux employés des entreprises de génie civil du projet.

En Chine, des actions sont conduites en faveur de groupes vulnérables avec la fourniture et l'entretien de radiateurs pour personnes âgées, l'octroi de bourses pour les étudiants modestes, des aides pour améliorer la qualité de vie et la santé des enfants (vêtements, chaussures, accès à l'eau chaude).

En Chine, le Groupe a renoncé à s'engager dans un projet éolien dans une zone de réaménagement. La capacité de production n'était pas cohérente avec le nombre de familles devant être déplacées.

EDF Hydro a identifié des risques chez des fournisseurs et sous-traitants qui font fabriquer des composants (roues et turbines hydrauliques, transformateurs, alternateurs) dans des usines situées en Chine, Inde, Brésil, Turquie et dans les pays de l'Est. Pour ces fournisseurs, des audits RSE ont été demandés et pour la plupart réalisés. Ces audits portent de façon systématique sur le respect des droits de l'homme, la sécurité et l'environnement. Ils sont effectués au siège des sociétés concernées, dans certaines des usines et sont complétés par des audits sur les chantiers d'EDF Hydro. En particulier, un fournisseur a obtenu une notation insuffisante sur la maîtrise des risques RSE chez un sous-traitant en Chine, conduisant à lui demander d'établir un plan d'action et à porter une vigilance renforcée sur les commandes qui lui sont passées.

À la DTEAM (en charge du parc thermique) la sécurité des prestataires est une priorité absolue. Le niveau d'exigence repose sur la certification (MASE, OHSAS 18000) des entreprises sous-traitantes, dès que les activités comportent des risques. Des démarches de progrès ont été engagées en coopération avec les sous-traitants dans les domaines du gardiennage, du transport routier, de la maintenance et de la logistique.

Citelum, filiale présente dans de nombreux pays, organise sa gestion des risques relevant du devoir de vigilance en fonction des conditions sociales, réglementaires et opérationnelles relatives à chacune de ses implantations :

- en Italie, l'entité a été certifiée SA 8000 pour l'ensemble de ses activités et celles de ses sous-traitants ;
- au Brésil, l'entité a publié et mis en œuvre un code de conduite qui met notamment l'accent sur le respect, par les fournisseurs, des droits de l'homme ;
- en Espagne, l'entité a obtenu la certification SGE21 (RSC) qui garantit que les risques liés aux droits de l'homme sont identifiés, évalués et traités.

(1) EDF est vigilant sur l'évolution de la situation politique suite au coup d'état du 1er février 2021 et pourra être amené à réviser sa position vis-à-vis de ses projets actuellement en développement au Myanmar.

3.7 Méthodologie

3.7.1 Principes et évolution des périmètres

Principes

S'agissant des indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux, le périmètre couvert par le *reporting* est élaboré sur la base du périmètre de consolidation financière du Groupe. Il englobe EDF ainsi que les filiales intégrées de manière globale (intégration à 100 % de la valeur des indicateurs) conformément aux normes financières (IAS-IFRS) [1].

Les contributions des entités mises en équivalences sont exclues du *reporting* extra-financier à l'exception de l'indicateur sur les capacités renouvelables en consolidation nette (voir la section 3.7.2.2 « Précisions sur les indicateurs de performance »).

Les entités acquises au cours de l'exercice sont intégrées au périmètre de consolidation dans l'année qui suit leur date d'acquisition pour les données environnementales et sociétales, dans l'année d'acquisition pour les données sociales dès lors que cette acquisition a été réalisée depuis plus de six mois à la date de clôture. Les données d'effectifs et de capacités de production sont présentées à la date du 31 décembre de l'année.

Les indicateurs remontés dans le cadre du processus de *reporting* le sont sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction Financière ;
- des règles susmentionnées en termes de variation de périmètre ;
- de critères liés à la pertinence en termes d'impact environnemental et social des activités des filiales :
  - › concernant les données environnementales et sociétales, seules les données des activités industrielles significatives en termes d'impacts environnementaux sont reportées ; en fonction des enjeux environnementaux, les données de certaines filiales incluses dans le périmètre financier peuvent ne pas figurer dans le *reporting* concerné, en raison de la nature de l'activité ou de la taille très peu significative,
  - › concernant les données sociales, le critère de sélection est l'effectif de l'entité (supérieur à 50).

L'élaboration des données environnementales et sociétales de la DPEF s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* extra-financier du Groupe en vigueur en 2020. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont produits sur la base des processus de production et commercialisation d'électricité et de chaleur et autres processus relatifs à ces activités. Dans l'éventualité de données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Évolution des périmètres 2020

Pour 2020, compte tenu des critères présentés ci-dessus, les écarts entre les périmètres de *reporting* des indicateurs sociaux, sociétaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs environnementaux et non par le *reporting* des indicateurs sociaux : EDF Belgium (Belgique), Solar Invest, Wind Invest, Renewables Portfolio, Investissement Éolien et Investimento Eolico Unipessoal ;
- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs sociaux et non par le *reporting* des indicateurs environnementaux : Citelum, G2S, CHAM et Izi Solutions.

Les nouvelles sociétés intégrant le périmètre au 1er janvier 2020 sont Renewables Portfolio, Investissement Éolien et Investimento Eolico Unipessoal. Ces entités portent des actifs renouvelables respectivement aux États-Unis, au Canada et au Portugal, qui ont été transférés d'EDF Renouvelables à EDF Invest en 2020.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales, sociétales ou environnementales au 31/12/2020	Périmètre indicateurs environnementaux et sociétaux	Périmètre indicateurs sociaux
Électricité de France	X	X
SEI	X	X
Enedis	X	X
EDF PEI	X	X
Électricité de Strasbourg	X	X
EDF Renouvelables	X	X
ENR	X	X
Dalkia	X	X
Framatome	X	X
Citelum		X
G2S		X
CHAM		X
Cyclife	X	X
EDF Trading	*X	X
EDF au Royaume-Uni	X	X
Edison	X	X
IZI Solutions		X
Luminus	X	X
EDF Belgium	X	
EDF Norte Fluminense	X	X
MECO	X	X
China Holding	X	X
Solar Invest	X	
Wind Invest	X	
Renewables Portfolio	X	
Investissement Éolien	X	
Investimento Eolico Unipessoal	X	

* *Uniquement la filiale EDF Trading North America et sa filiale EES – EDF Energy Services (USA).*

(1) Référentiel comptable du Groupe, cf. chapitre 6.

3.7.2 Précisions sur les informations RSE

3.7.2.1 Précisions sur les enjeux issus de la matrice de matérialité du groupe EDF

Précisions méthodologiques

Une matrice de matérialité croisant les enjeux RSE prioritaires des parties prenantes avec ceux du groupe EDF a été publiée en 2018 sur la base des principes méthodologiques contenus dans la norme AA1000 en matière d'implication des parties prenantes dans l'identification, la compréhension et les réponses données aux problématiques et aux préoccupations sur le développement durable, ainsi que sur la base du Standard 101 du GRI, qui guide la qualité et le contenu du *reporting* afin de répondre aux attentes des parties prenantes. La méthodologie [(1)] a été mise en œuvre à travers quatre étapes clés :

- une première étape d'identification des enjeux a consisté à cartographier les enjeux de développement durable existants et émergents d'EDF, sous forme d'interviews d'experts internationaux (*Key Opinion Leaders*), de membres du Comité exécutif du Groupe et de ses filiales, ainsi que de benchmarks et de données bibliographiques appropriées. Les enjeux, traduisant à la fois des risques et des opportunités pour l'ensemble des activités du groupe EDF ont été sélectionnés selon quatre critères : lien avec la stratégie, la gouvernance, la performance ; capacité à substantiellement influencer la création de valeur ; potentielle perte d'opportunité si l'enjeu n'était pas suivi ; importance aux yeux des parties prenantes ou s'inscrivant dans une controverse existante ;
- la seconde étape d'évaluation des enjeux avait pour objectif d'évaluer la matérialité des enjeux identifiés. Deux processus ont été menés en parallèle, auprès de parties prenantes internes et externes. Les parties prenantes ont été consultées sur l'importance de l'enjeu pour le groupe EDF, ainsi que sur la performance perçue par le Groupe vis-à-vis de cet enjeu. Chaque partie prenante a défini la notion d'« importance » selon son rôle dans l'entreprise ou sa relation avec le groupe EDF, qui pouvait intégrer tout ou partie des critères du Standard GRI 101 (impacts économiques, environnementaux, sociaux, intérêt des parties prenantes, défis futurs, etc.) ;
- la criticité et l'importance pour EDF ont été évaluées par deux comités (le comité de publication extra-financière, réunissant le *management* des Directions Commerce, Achats, Finance, RH et un second comité réunissant experts et *managers* des Directions de la Stratégie, de la Régulation, des Risques, de l'Innovation, et de CAP 2030). Quatre représentants d'organisations syndicales (CGT, CFDT, FO, CFE) et quatre membres du Comité exécutif ont été également consultés à ce stade sous forme d'interviews. Cette évaluation a également permis de cribler le niveau de performance estimé (de très bon à non pris en compte) ;
- la criticité et l'importance pour les parties prenantes externes ont été évaluées par treize parties prenantes du Groupe interviewées au travers de questions ouvertes et fermées visant à recueillir des informations qualitatives sur les enjeux et à identifier d'éventuels enjeux non identifiés lors de l'étape de cartographie. Ces parties prenantes ont été choisies en cohérence avec la cartographie des parties prenantes du groupe EDF (voir la section 3.9.6 « Cartographie des parties prenantes »), représentant les autorités publiques, les acteurs financiers, les clients, les fournisseurs, la société civile. Ces treize parties prenantes ont sélectionné chacune dix enjeux considérés comme les plus importants à l'horizon 2030 parmi la liste des enjeux formulés en phase 1, en justifiant le cas échéant l'ajout d'autres enjeux. Cette évaluation a également permis de cribler le niveau de performance estimé (de très bon à non pris en compte) ;
- la troisième étape de criblage des enjeux a consisté à challenger les résultats consolidés sous la forme d'une première matrice de matérialité synthétisant en abscisse l'importance des enjeux RSE vue par le groupe EDF et sur l'axe des ordonnées l'importance de ces enjeux pour les parties prenantes du Groupe. Cette phase de dialogue et de test a été réalisée durant une journée de travail avec le Conseil Développement Durable [(2)] du groupe EDF, tant sur le fond des résultats obtenus (les enjeux et leur hiérarchisation) que sur la forme à leur donner (type de matrice de matérialité). Au final, 35 enjeux ont été retenus et priorisés ;
- la dernière étape d'élaboration collaborative a consisté en un processus de validations managériales associant les membres du CODIR de la Direction du Développement Durable, puis les membres du CODIR de la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie (DIRES) du groupe EDF. Ce processus a été conclu par la validation du Directeur Exécutif Groupe en charge de la DIRES.

En 2019, le panel de parties prenantes externes d'EDF, le Conseil Développement Durable, a tenu une nouvelle session sur le thème de l'analyse de matérialité du Groupe. Il a proposé, au vu des meilleures pratiques de place, de synthétiser le nombre d'enjeux figurant dans la matrice, les réduisant de 35 à 18 enjeux. En 2020, et suite à l'adoption de la raison d'être du Groupe, la formalisation des enjeux extra-financiers du Groupe a été à nouveau examinée par le Conseil Développement Durable, notamment au regard des risques extra-financiers de la cartographie des risques du Groupe pour passer de 18 à 16 enjeux prioritaires.

Précisions sur les sujets RSE à enjeux

Les 16 sujets RSE à enjeux	Appropriation des enjeux par le Groupe
Trajectoire carbone	Au regard de l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, l'ambition du Groupe en matière de trajectoire carbone est traduite sous la forme d'objectifs à moyen terme (2030) et à court terme (2023). Sur la base d'une production décarbonée d'origine nucléaire, elle s'accompagne d'un objectif en matière de développement des énergies renouvelables, d'un engagement en matière de sortie du charbon et d'une implication forte dans le dispositif TCFD préconisé à l'échelle internationale en matière de gouvernance climatique.
Compensation carbone	Pour le Groupe, le recours à la compensation carbone constitue la dernière étape d'une démarche d'atteinte de la neutralité. En aucun cas la compensation carbone ne doit se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions du Groupe, qu'elles soient directes ou indirectes. Mais au-delà de l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050, la compensation carbone peut permettre dès maintenant de contribuer à la transition vers une société bas carbone et de répondre aux attentes des parties prenantes du groupe EDF.
Adaptation du changement climatique	Le Groupe a engagé en 2020 la mise à jour de sa stratégie d'adaptation au changement climatique, en adoptant une approche holistique couvrant non seulement les risques physiques mais également les risques de transition. Cette stratégie nationale s'accompagne de plans d'adaptation élaborés au niveau de chaque entité du Groupe, mis à jour avec une fréquence minimum de 5 ans.
Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	Dès lors que l'électricité est largement décarbonée, le développement des usages de l'électricité est un levier majeur de décarbonation de l'économie. Le Groupe contribue activement à cet objectif au moyen d'offres adaptées aux différents marchés (résidentiel, entreprises, collectivités) et développe une gamme de solutions transverses innovantes.

(1) Le Groupe a été accompagné par le cabinet Utopies.

(2) Conseil Développement Durable, voir la section 3.5.1.2 « Des panels de parties prenantes ».

Les 16 sujets RSE à enjeux	Appropriation des enjeux par le Groupe
Biodiversité	Les enjeux de la neutralité carbone sont indissociables d'une approche en faveur de la biodiversité dans laquelle le Groupe est engagé de longue date. Le Groupe renouvelle en 2020 son engagement au moyen de deux dispositifs volontaires soutenus par l'État : « Entreprises engagées pour la biodiversité – act4nature France », sous l'égide de l'Office français de la biodiversité ; « Act4nature International », sous l'égide de l'association Entreprises pour l'environnement (Epe).
Sols	Le Groupe veut agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou utilise en concession. Dans ce cadre, les métiers et filiales du Groupe devront accorder la plus grande importance à la densité énergétique des projets, à prévenir les risques de pollutions, à réduire l'imperméabilisation et limiter l'artificialisation des sols, à valoriser le foncier en conformité avec la réglementation.
Eau	En tant que gestionnaire et utilisateur important de la ressource en eau, le Groupe veut agir en faveur d'une gestion intégrée et responsable de l'eau. À ce titre, le Groupe s'engage à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif que qualitatif, et à partager l'eau au sein des territoires dans lesquels il opère.
Déchets radioactifs - Économie circulaire	Le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise. Dans ce cadre, le Groupe s'engage à favoriser une approche d'économie circulaire, à éviter la production de déchets conventionnels et favoriser le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur, à éliminer ou substituer les substances à risque pour l'environnement et les personnes, à assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs.
Sûreté nucléaire, santé et sécurité	Le Groupe s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. A ce titre, *via* ses métiers et filiales concernés, il s'engage à développer les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politique santé sécurité et de santé environnementale.
Éthique et droits humains	Le groupe EDF promeut la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception. Le Groupe s'engage à respecter et faire respecter les droits humains dans toutes ses activités et partout où il est présent.
Égalité, diversité, inclusion	Le groupe EDF s'engage à développer les actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes handicapées, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations, à soutenir la parentalité, à maintenir et parfaire un haut niveau de dialogue social, à sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en intégrant toutes les dimensions du développement durable dans les activités et les projets, et en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière.
Précarité énergétique et innovation sociale	Le Groupe confirme et renouvelle son engagement en faveur de ses clients en situation de précarité, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe, en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics de solidarité et d'initiatives spécifiques, en développant toutes formes d'innovation sociale, et de mécénat.
Dialogue et concertation avec les parties prenantes	L'ambition du Groupe est d'organiser autour de chaque nouveau projet, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, impliquant les communautés locales et autochtones, tout au long du cycle de vie des projets.
Développement territorial	Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère, à la fois par sa contribution en termes d'emplois locaux, par sa contribution en termes d'achats locaux et de création de valeur économique et par sa contribution fiscale. Le groupe EDF s'engage aussi en matière de développement d'énergies bas carbone et d'accès à l'énergie dans les pays en développement.
Développement des filières industrielles	Le Groupe s'engage à contribuer au développement des filières industrielles requises par la transition énergétique (énergies marines, éolien offshore, photovoltaïque flottant, batteries, hydrogène…) ou à leur redynamisation (nucléaire) en redéployant les compétences nécessaires, en développant les compétences et en mettant en place les dispositifs d'accompagnement, de reconversion et de protection des salariés en vue d'une transition juste.
Numérique	Le Groupe s'engage en matière de sécurité des systèmes d'information et de patrimoine matériel et immatériel, à la fois sur les expertises et dispositifs techniques nécessaires et sur les volets comportementaux, adressés par toutes actions de sensibilisation. Le Groupe s'engage en faveur d'une transformation numérique sobre et responsable, réduisant son empreinte carbone et celle de ses clients. Le Groupe renforce l'accessibilité aux informations (*open data*) dans une démarche d'innovation et d'inclusion.

Précisions sur la relation entre les enjeux issus de la matrice de matérialité et les risques extra-financiers issus de la cartographie des risques majeurs du Groupe (chapitre 2)

Enjeux issus de la raison d'être	Sujets RSE à enjeux issus de la matrice de matérialité	Lien avec les risques extra-financiers de la cartographie des risques majeurs du groupe EDF
Neutralité carbone et climat	Trajectoire carbone	Capacité d'adaptation au changement climatique – risques de transition (3B)
	Compensation carbone	
	Adaptation au changement climatique	Capacité d'adaptation au changement climatique - risques physiques (3B)
	Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	Capacité de transformation face aux ruptures – transformation à l'aval (3A)
Préservation des ressources de la planète	Biodiversité	Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (4G)
	Sols	Risques liés à la maîtrise des grands projets - risque de conflit d'usage dans l'utilisation du foncier (4A) / Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité – risque de pollution des sols (4G)
	Eau	Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité – risque de pollution de l'eau (4G) / Risque d'adaptation au changement climatique - risque de conflit usage (3B)
	Déchets radioactifs - économie circulaire	Risques liés à la maitrise des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires (5B)
Bien-être et solidarité	Sûreté nucléaire, santé et sécurité	Risque d'atteinte à la sureté nucléaire en exploitation (5C) / Risque d'atteinte à la sûreté hydraulique (4B) / Risque d'atteinte à la sécurité ou à la santé au travail - salariés et prestataires (4C)
	Éthique et droits humains	Risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (1E) / Risques liés au devoir de vigilance : risques liés aux chaînes d'approvisionnement (4E) et à la maîtrise des grands projets (4A)
	Egalité, diversité et inclusion	Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (3C)
	Précarité énergétique et innovation sociale	Risque de compensation insuffisante des missions d'intérêt général (1H)
Développement responsable	Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Risques liés à la maîtrise des grands projets - dimension concertation parties prenantes et acceptabilité (4A)
	Développement territorial	Risques liés à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles - démarche achat responsable (4E) / Risque de maîtrise des grands projet - développement territorial des projets (4A)
	Développement des filières industrielles	Risque de maîtrise des grands projet (4A)
	Numérique	Risque lié aux attaques du patrimoine notamment cyber (4D)

Précisions sur l'évolution de la table de concordance de la section 8.5.4

La table de concordance de la section 8.5.4 de l'URD 2019 mentionnait 13 enjeux/risques extra-financiers ; leur nombre est passé à 16 dans la table de concordance présentée en section 8.4.4 de 2020 (les 16 sujets RSE à enjeux de la matrice de matérialité). Ce tableau présente la correspondance entre les enjeux présentés en 2020 et les enjeux présentés en 2019.

2020	2019
Sujets RSE à enjeu (issus de la matrice de matérialité 2020)	**Enjeux/facteurs de risques identifiés en 2019 dans la table de concordance de la section 8.5.4**
Enjeu Trajectoire carbone	Enjeu Climat
	Enjeu du mix énergétique
Enjeu Compensation carbone	Enjeu climat
Enjeu adaptation au changement climatique	
Enjeu Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	Enjeu efficacité énergétique
	Enjeu innovation, ville durable et diversification des solutions
Enjeu Biodiversité	Enjeu de la biodiversité et du patrimoine environnemental
Enjeu Sols	
Enjeu Eau	
Enjeu Déchets radioactifs - Economie circulaire	Enjeu gestion des déchets radioactifs et combustibles usés
Enjeu Sûreté nucléaire - Santé sécurité	Enjeu sûreté du parc nucléaire
	Enjeu santé sécurité
Enjeu Ethique et droits humains	Enjeu éthique et conformité
Enjeu Egalité, diversité et inclusion	Enjeu égalité des chances
Enjeu Précarité énergétique et innovation sociale	Enjeu précarité énergétique des clients particuliers
Enjeu Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Enjeu de la concertation avec les parties prenantes
Enjeu Développement territorial	Enjeu sous-traitance responsable
Enjeu Développement des filières industrielles	Enjeu adaptation des compétences
Enjeu Numérique	-

3.7.2.2 Précisions sur les indicateurs de performance

Enjeu trajectoire carbone

Émissions directes (1) de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF

Les émissions du scope 1 (équivalent CO_2) du groupe EDF sont composées des émissions directes de CO_2, N_2O, CH_4, SF_6 et autres émissions mineures, estimées sur la base du bilan GES complet de l'année N-1 (2019), soit 0,46 Mt CO_2e (2 % du scope 1) en 2020. Les coefficients de pouvoir de réchauffement global (PRG) ont été mis à jour pour 2020 selon la référence la plus récente issue du dernier rapport du GIEC (voir 5e rapport du GIEC : ecoinvent.org/database). Ils sont de 30 pour le CH_4, 23 500 pour le SF_6 et 265 pour le N_2O. Le périmètre couvre le Groupe. La valeur 2020 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA. (√).

Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur

L'indicateur est le ratio entre les émissions de CO_2 directes des centrales de production d'électricité et chaleur et leurs productions associées. Le périmètre couvre le Groupe. La valeur 2020 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA. (√)

Consolidation nette des capacités de production d'énergies renouvelables

La consolidation nette restitue une vision patrimoniale des actifs du Groupe. Elle prend en compte l'ensemble des filiales dans lesquelles la société détient une participation (participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et joint-ventures) consolidée à hauteur du pourcentage détenu par l'entité. Dans cette consolidation, une exception est ouverte à Dalkia dont les capacités électriques renouvelables sont consolidées par intégration globale en raison de la faible contribution aux chiffres du Groupe (< 1 %). Le périmètre couvre le Groupe.

Enjeu développement des usages de l'électricité et services énergétiques

Nombre de compteurs intelligents installés

L'indicateur comptabilise le nombre total de compteurs intelligents installés (posés) au 31 décembre de l'année de l'exercice. Ce total inclut tous les compteurs installés depuis le démarrage du déploiement des compteurs intelligents. Les seules entités du Groupe ayant cette activité sont Enedis, SEI, EDF au Royaume-Uni et la Direction Internationale. Le périmètre couvre le Groupe.

Taux de véhicules électriques dans le parc de véhicules légers

L'indicateur est le ratio entre le nombre de véhicules électriques (selon les critères bas carbone de l'initiative EV 100) (2) et le nombre total de véhicules dans le parc de véhicules légers (VL) immatriculés du groupe EDF au 31 décembre 2020 (en propriété ou location longue durée). À noter que sans que cela ait un impact significatif sur les chiffres du Groupe, l'actualisation des données du nombre de VL de la flotte de certaines sociétés n'est pas annuelle. À partir de 2026, les véhicules légers d'intervention d'urgence suite à évènement climatique majeur seront, dans le cadre de l'initiative EV 100, retirés du nombre total de véhicules du groupe EDF. Le périmètre couvre le Groupe.

Enjeu biodiversité

Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif "Act4nature international"

En 2020, EDF introduit cet indicateur, en substitution de précédent indicateur relatif à la connaissance écologique du foncier. Ce nouvel indicateur reflète les engagements du Groupe dans le dispositif "Act4nature international", à la maille du Groupe.

(1) Émissions directes de CO_2, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

(2) Véhicule 100 % électrique sur batterie, véhicule hybride rechargeable avec a minima 50 km d'autonomie en électrique, véhicule équipé d'un prolongateur d'autonomie avec a minima 50 km d'autonomie en électrique, véhicule à hydrogène.

Les objectifs sont labellisés dans le dispositif externe « Act4nature international » porté par l'initiative "Business for Nature". Cet indicateur est calculé sous la forme d'un taux de réalisation des actions engagées de 2020 à 2022 (ces actions sont relatives à la prise en compte des questions de biodiversité dans la politique biomasse, les émissions de CO_2, la R&D, la gouvernance interne, les *Green Bonds*, la sensibilisation et la formation…). Le périmètre couvre le Groupe.

Enjeu Eau

Intensité d'eau : eau consommée/production électrique du parc (l/kWh)

L'indicateur est le ratio entre l'eau consommée et la production électrique totale du Groupe. Les consommations d'eau pour la production de chaleur et d'autres activités du Groupe sont prises en compte dans le calcul de l'indicateur. Leur quantité négligeable (< 0,1 %) n'est pas de l'ordre à changer la valeur de l'indicateur. Le périmètre couvre le Groupe. La valeur 2020 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA. (√).

Enjeu Déchets radioactifs et économie circulaire

Déchets radioactifs solides d'activité

L'indicateur concerne les déchets solides du parc de production nucléaire en exploitation. En France, l'indicateur couvre les déchets de haute et moyenne activité à vie longue. Au Royaume-Uni, l'indicateur couvre les déchets de faible activité (seule catégorie de déchets radioactifs évacués des sites de production). Le périmètre couvre le Groupe où les activités associées aux déchets radioactifs concernent EDF et EDF au Royaume-Uni.

Enjeu Sûreté, santé et sécurité

Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES

L'indicateur concerne le nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*). Le périmètre couvre le Groupe.

LTIR Global (salariés et prestataires)

Le taux de fréquence global LTIR du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salariés et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris co-traitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenus au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Les heures travaillées prises en compte pour le calcul du taux de fréquence sont des heures réelles correspondant aux heures d'« exposition aux risques » selon la CNAM. Le périmètre couvre le Groupe.

En ce qui concerne les intérimaires et les prestataires, les accidents sont déclarés par l'agence d'interim et par l'employeur du salarié prestataire selon la réglementation du travail en vigueur localement. Sont pris en compte les accidents intervenus dans le cadre de travaux réalisés pour le compte du groupe EDF et sur ses installations, équipements, sites, réseaux, etc. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte.

La sous-traitance consiste, pour une entreprise dite « donneur d'ordres », à confier la réalisation à une entreprise, dite « prestataire » une ou plusieurs opérations d'études, de conception, d'élaboration, de fabrication, de mise en œuvre ou de maintenance. Sont prises en compte toutes les situations d'intervention de prestataires dans le cadre d'un contrat, sur les installations, équipements (sites, réseaux, etc.) du groupe EDF dans les domaines de sous-traitance présentés en section 3.4.2.3.4 « Sous-traitance responsable ». Il s'agit du nombre d'accidents du travail en service déclarés localement selon la réglementation du travail en vigueur et dont les circonstances montrent qu'ils sont liés à l'activité professionnelle. Les malaises, les accidents pendant les activités de *team building*, les activités de la vie courante survenant sur le lieu du travail ne sont pas pris en compte.

Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)

L'indicateur comptabilise le nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers intervenus dans l'année. Le périmètre couvre le Groupe.

Les accidents mortels salariés liés aux risques métiers correspondent aux accidents mortels des employés au travail, salariés de l'entreprise, y compris les alternants et les apprentis. Les malaises mortels sont exclus de cette comptabilisation. Les accidents de circulation en mission sont pris en compte, hors accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel.

Les accidents mortels prestataires liés aux risques métiers correspondent aux accidents mortels en service survenus à des prestataires dans le cadre de travaux réalisés pour le compte de l'entreprise, quel que soit le niveau de sous-traitance. Les malaises mortels sont exclus de cette comptabilisation. Les accidents de circulation en mission sont pris en compte, hors accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel.

Enjeu éthique, conformité et droits humains

Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption

L'indicateur est le ratio entre les dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption et la population totale de dirigeants dans le Groupe. Les dirigeants, pour EDF, sont les personnels classés en D1, D2, D3 ainsi que des membres du Comité exécutif, et, pour les filiales, sont les membres des directions générales. Un dirigeant est considéré formé au programme de lutte contre la corruption dès lors qu'il a suivi au moins une formation anticorruption et qu'il a reçu le certificat correspondant à cette formation (attestant que le parcours complet a été effectué). La méthodologie de calcul a été révisée en 2020 pour ne plus porter que sur les dirigeants en exercice. Le périmètre couvre le Groupe, hors RTE et Enedis.

Enjeu égalité, diversité et inclusion

Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe

Les Comités de Direction sont des instances de décision répondant à tout ou partie des caractéristiques suivantes :

- la présidence du Comité est assurée par un cadre dirigeant ou cadre supérieur ;
- le Président du Comité possède une délégation de pouvoir sur les dépenses d'investissement liées à l'objet social de l'entreprise ;
- le Président du Comité dispose du pouvoir disciplinaire pour toute ou partie des salariés de l'entité ;
- le nombre de membres du Comité représente 1,5 à 2 % des effectifs totaux de l'entité ;
- le Comité se réunit au moins une fois par mois.

Les personnes membres de plusieurs Comités de direction au sein d'une même filiale, ou membre à la fois d'un Comité de Direction filiale et d'un Comité de Direction EDF Groupe sont comptabilisées une seule fois. Cet indicateur est calculé par le ratio du nombre de femmes dans les Comités de direction rapporté au nombre de personnes composant les Comités de direction. Le périmètre couvre le Groupe.

Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences

L'indicateur est calculé par le ratio entre le nombre de salariés ayant suivi une action de développement des compétences et l'effectif physique fin de période. Les actions de développement des compétences intègrent les formations, les heures passées en école par les personnes en contrat de professionnalisation et les actions de professionnalisation. Les actions de professionnalisation sont destinées à transformer des capacités et connaissances théoriques enseignées principalement en formation, en compétences pratiques, ancrées par leur mise en œuvre en situation de travail. Elles ont été formellement intégrées dans la définition de l'indicateur pour 2020. Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du *reporting* et les actions de professionnalisation non enregistrées avec un justificatif ne sont pas prises en compte. À partir de 2021, l'ensemble des actions de professionnalisation sera comptabilisé dans l'outil Groupe MyHR, ce qui en facilitera le suivi. Le périmètre couvre le Groupe.

Taux de salariés couverts par une convention collective

L'indicateur de dialogue social est un nouvel indicateur retenu à la maille du Groupe, qui mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. Ces conventions sont garantes de la réalité des négociations avec les représentants des salariés en vue de définir les statuts des travailleurs. En conformité avec les principes de l'OIT [(1)], les accords peuvent être sectoriels, nationaux, régionaux, au niveau d'une organisation ou d'un site. Il y a deux types de conventions collectives :

- les conventions collectives à l'intention des directions sont des accords écrits relatifs aux conditions de travail conclus avec un employeur, un groupement d'employeurs ou une ou plusieurs organisations professionnelles ;

(1) Organisation Internationale du Travail.

- les conventions collectives à l'intention des salariés sont des accords impliquant une ou plusieurs organisations représentatives des salariés ou, en l'absence de telles instances, les représentants officiellement élus par les salariés et autorisés par ces derniers à les représenter, en accord avec les législations et réglementation nationales en vigueur.

Par la voie de la filière des responsables RH, chaque Direction ou filiale remonte une fois par an le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective. L'indicateur est le ratio entre ces derniers et l'effectif physique au 31 décembre. Le périmètre couvre le Groupe.

Enjeu précarité énergétique et innovation sociale

Nombre d'accompagnements énergie

L'indicateur comptabilise le nombre d'accompagnements s'adressant à tout client connaissant une difficulté. Cet accompagnement est destiné à analyser la situation et proposer les solutions les plus adéquates. Le périmètre couvre EDF.

Enjeu dialogue et concertation avec les parties prenantes

Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur

L'indicateur est le pourcentage de projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, examinés en CECEG dans l'année d'exercice, et ayant fait l'objet d'une concertation conforme aux principes de l'Équateur. Le périmètre couvre le Groupe.

Enjeu développement territorial responsable

Taux annuel d'achats auprès des PME

L'indicateur est le ratio, exprimé en pourcentage, entre le volume annuel des achats réalisés par EDF SA et Enedis auprès des PME situées en France, rapporté au volume annuel des achats totaux réalisés en France par EDF SA et Enedis. L'identification des PME est réalisée par application des catégories INSEE, définissant qu'une PME (Petite et Moyenne Entreprise) compte moins de 250 personnes et a un chiffre d'affaires annuel n'excédant pas 50 millions d'euros. Le classement des fournisseurs dans la catégorie PME est réalisé par un prestataire auquel EDF demande de qualifier le fichier des fournisseurs, en vérifiant que ces PME ne sont pas contrôlées au-delà de 25 % par une Grande Entreprise ou par une ETI. Le périmètre couvre la France, la localisation des PME étant certifiée à partir du n° SIREN.

Enjeu numérique responsable

Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation

L'indicateur comptabilise le nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation. Le périmètre couvre EDF hors DOM et Corse, étant donné que le déploiement des plateformes digitales n'est pas finalisé dans ces territoires.

3.7.2.3 Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF

L'élaboration des données environnementales et sociétales de la DPEF s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* extra-financier du Groupe en vigueur en 2020. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont produits sur la base des processus de production et commercialisation d'électricité et de chaleur et autres processus relatifs à ces activités. Dans l'éventualité des données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Les indicateurs environnementaux de Dalkia liés à l'énergie sont consolidés sur une année glissante, du 1er décembre N-1 au 30 novembre N. Les autres indicateurs sont reportés sur l'année N.

Précisions sur le bilan de gaz à effet de serre du Groupe

EDF établit annuellement un Bilan GES (scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard :

- le scope 1 couvre les émissions directes générées par nos actifs : émissions de CO_2, CH_4 et N_2O des centrales thermiques de production d'électricité et de chaleur, consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux occupés, consommation de carburant de la flotte de véhicules et engins, émissions fugitives des retenues d'eau des centrales hydrauliques, émissions fugitives de SF_6 et de fluides frigorigènes ;
- le scope 2 couvre les émissions indirectes liées aux pertes dans les réseaux électriques de nos sociétés distributeurs d'électricité et celles liées aux achats d'énergie pour nos besoins propres : consommation d'électricité des bâtiments tertiaires et des *data centers*, consommation des réseaux de chaleur et d'eau glacée pour usage propre ;
- le scope 3, qui comporte 15 catégories (GHG Protocol), couvre les autres émissions indirectes générées chez nos fournisseurs (achats de biens et services, amont des combustibles dont nucléaire, actifs loués, fret aval de sous-produits), chez nos clients (amont et combustion du gaz acheté pour revente à des clients finals, production de l'électricité et de chaleur achetée pour revente à des clients finals) ou chez nous (amortissement des émissions liées à la fabrication des biens immobilisés, émissions des investissements non consolidés, amont et pertes liées au transport et distribution de l'électricité, amont et pertes des consommations d'électricité, de chaleur et de froid pour usage propre, gestion des déchets, déplacements des collaborateurs…) (1).

Compte tenu de la complexité de la collecte des informations en janvier, certaines catégories des postes du GHG Protocol sont estimées sur la base du Bilan GES de l'année N-1 (2019) et mis à jour dans l'année en cours pour l'exercice suivant. L'ensemble des émissions de ces postes estimés représente 1 % des émissions du Bilan GES 2020.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Pour Dalkia, la quantité d'électricité est mesurée, et la quantité de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est estimée sur la base de rendements de référence au regard de la consommation de combustibles renouvelables.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer et en nappes phréatiques. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes.

Cet indicateur n'inclut pas les données relatives à la société MECO, la consommation d'eau étant négligeable (circuit ouvert de refroidissement). De plus, ces indicateurs ne sont pas collectés par EDF RE, filiale d'EDF Renouvelables aux États-Unis, leur valeur étant négligeables à l'échelle du Groupe, ainsi que pour les centres d'exploitation d'Edison gérés par Fenice.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions dans l'air des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards.

Les émissions de SF_6 du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan massique ou à défaut, dans une moindre mesure, à partir d'une méthode d'estimation validée par la Direction de l'entité concernée (par exemple, application d'un taux de fuite).

Les émissions de certaines centrales ne sont pas significatives pour le Groupe et à ce titre ne sont pas reportées. Cela est le cas pour les émissions de poussière des centrales CCG, hors EDF, les émissions de N_2O et SF_6 de la centrale CCGT de la société MECO, les émissions de la centrale de Dalkia Barkantine au Royaume-Uni.

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Les données reportées ne sont pas exhaustives pour ce qui concerne les déchets industriels conventionnels d'EDF Renouvelables, ces données ne pouvant être à ce stade reportées dans les délais de *reporting* du Groupe. Dalkia reporte sur les installations les plus significatives sur l'année N-1 pour la France et pour les filiales internationales de janvier N à décembre N, avec estimation sur ce dernier mois.

(1) Sur les résultats du bilan de gaz à effet de serre du groupe en 2020, voir la section 3.1.1.2.2.

Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF. Concernant le gestionnaire de réseau de distribution Enedis, le *reporting* des déchets est réalisé en année glissante, du 1er novembre N - 1 au 31 octobre N.

Précisions sur les déchets radioactifs

EDF

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de très faible activité vie courte (TFA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte du volume réel des déchets TFA-VC directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) depuis les sites de production ;

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de faible et moyenne activité vie courte (FMA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte du volume réel des déchets FMA-VC directement évacués au Centre de Stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production, qui correspond.

Dans les deux cas, ces volumes correspondent :

- au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement ;
- au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction.

Depuis 2016, la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (par l'ANDRA) est également appliquée aux déchets TFA-VC et également aux colis envoyés par Centraco, le cas échéant. Il intègre la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (cas des déchets supercompactés).

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue » (HMA-VL), le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : il est produit par combinaison de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : il est produit sur la base d'un retour d'expérience.

Framatome

Les données de déchets radioactifs de Framatome en France sont assimilables aux déchets de déconstruction d'EDF permettant ainsi leur consolidation. Au niveau international, les déchets de classe A (USA et Belgique), comparables à des déchets de très faible activité, ne sont pas consolidés aux chiffres en France. En effet, les déchets radioactifs sont expédiées et colisées selon les réglementations nationales en vigueur dans chaque pays.

EDF au Royaume-Uni

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de Moyenne Activité » des activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi tous les trois ans par la Nuclear Decommissioning Authority. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à Moyenne Activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final. Une mise à jour de l'inventaire national a été réalisée en 2019 et l'inventaire a été publié sur le site officiel du « *UK Radioactive Waste Inventory* ». Les « Déchets radioactifs de Faible Activité » incluent les dessicants qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de Moyenne Activité conformément à la réglementation en vigueur.

Précisions sur le calcul des effectifs et mouvements

Depuis 2011, la collecte concerne l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec l'une des sociétés du Groupe. Pour les entités sorties du périmètre de consolidation au cours de l'année considérée :

- les indicateurs calculés en cumul depuis le début de l'année prennent en compte ces entités pour la période où elles appartenaient au périmètre de consolidation ;
- les indicateurs à date mesurés au 31 décembre représentent la situation à la fin de l'année et ne prennent pas en compte les entités sorties du périmètre de consolidation.

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et ENGIE. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les indicateurs « Autres arrivées » et « Autres départs » ne sont donc pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements. En effet, ils comprennent notamment :

- les mouvements entre sociétés du Groupe ;
- les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières ;
- les mouvements de certaines catégories de salariés, notamment les alternants, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes.

Les données de 2020 de cet indicateur font l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA. (√)

Précisions sur le nombre d'heures travaillées

- Nombre d'heures travaillées des salariés : la valeur à retenir pour le nombre d'heures travaillées est le « temps d'exposition du salarié à un risque sous la subordination de l'employeur ». Une heure supplémentaire compte pour une heure travaillée quel qu'en soit le mode ou le niveau de rémunération.
- Nombre d'heures travaillées des prestataires : le nombre d'heures travaillées de prestataires peut être calculé de différentes façons selon le type de contrat ou la nature de la prestation réalisée. Lorsqu'il n'est pas possible d'identifier formellement le nombre d'heures réalisées, la comptabilisation peut être réalisée à partir des relevés d'heures des employeurs des prestataires, au travers des outils de pointage, ou estimées sur la base d'un taux horaire forfaitaire retenu. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte. Les heures travaillées durant les prestations de transport de matériel ou de marchandises ne sont pas prises en compte.

Précisions sur le calcul de l'absentéisme

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours moyen d'absences par salarié et par an » est la somme des absences pour maladies, décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail et de trajet ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et absences injustifiées notamment. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles n'entrent pas dans ce calcul. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées. Les absences consécutives à un travail en mi-temps thérapeutique sont prises en compte à raison de 50 % du temps de travail contractuel.

Précisions sur le décompte des maladies professionnelles

En 2020, le nombre de maladies professionnelles est publié au niveau du Groupe suivant une définition commune à toutes les filiales du Groupe soit le nombre de salariés présents au 31 décembre ayant déclaré une maladie professionnelle sur l'exercice, non rejetée par la CPAM.

Précisions sur les indicateurs de suivi des salariés en situation de handicap

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés.

Précisions sur les dépenses de développement des compétences

Les dépenses de développement des compétences correspondent à l'ensemble des dépenses engagées pour la formation et la professionnalisation des salariés (présents ou non à l'effectif du 31/12) et entre le 01/01 et 31/12 (pour les dates d'achèvement des actions concernées).

3.8 Notation extra-financière

Les évaluations des principales agences de notation spécialisées et de gestionnaires de fonds éthiques indiquent la performance du Groupe en matière de RSE, dans son secteur de référence. Les évaluations et récompenses soulignent la reconnaissance externe de la performance développement durable du Groupe.

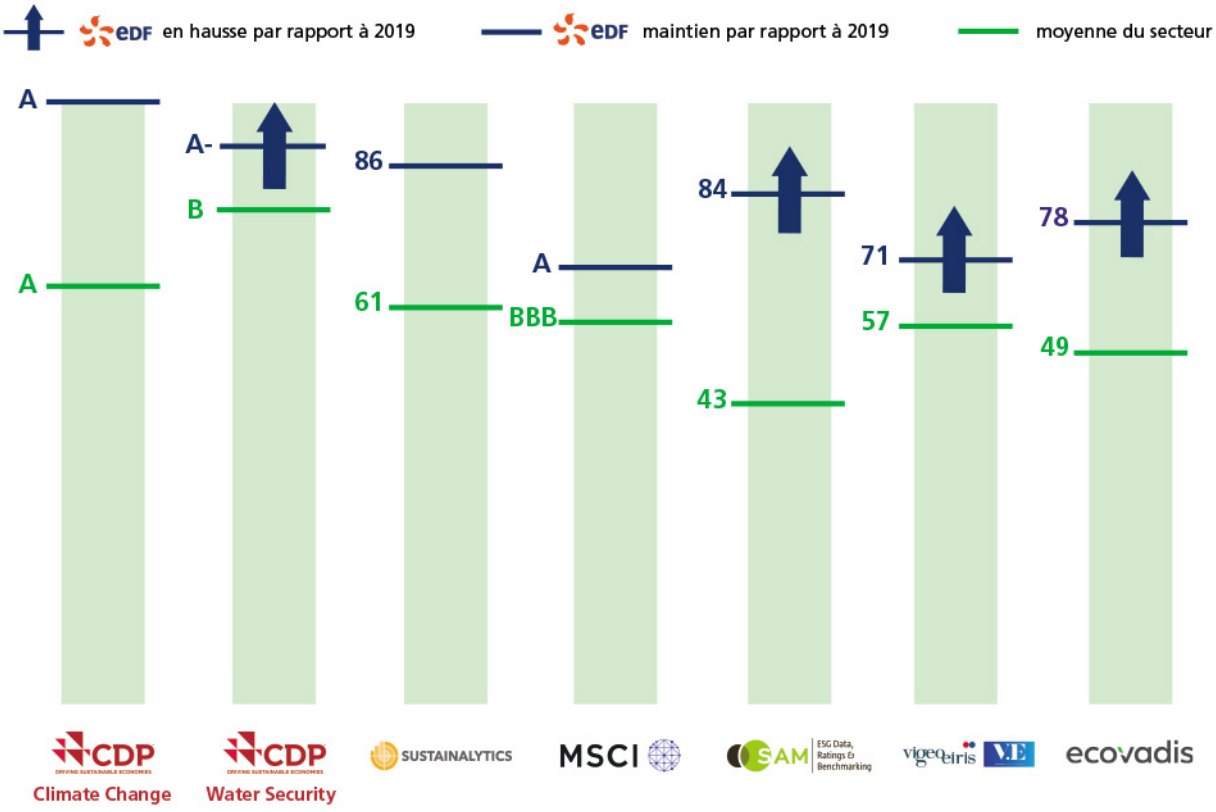
Evolution de la notation extra-financière en 2020

Progression constante de la notation

SAM
+ 4 pts
V.E (ex VigéoEiris)
+ 5 pts
et passage de la 6ème à la 3ème place
Ecovadis
+ 5 pts
et obtention de la médaille de platine

Maintien dans les principaux indices extra-financiers
(liste non exhaustive)

DJSI World
STOXX ESG Leaders
FTSE4Good
MSCI
Climate Change ESG screened,
ESG Universal, World Climate Change,
Climate CNG EU Paris Aligned
Euronext VE
World 120, Eurozoe 120, Europe 120,
France 120



Nos principales coalitions internationales

wbcsd · Business Ambition for 1.5°C · We Mean Business · EV 100 by The Climate Group · PPCA Powering PastCoal Alliance · act4nature

3.9 Annexes et tables de concordance

3.9.1 Contribution aux Objectifs de développement durable de l'ONU

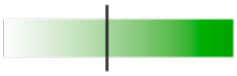
Dans le cadre des travaux qu'il conduit, le WBCSD [1] a identifié des Objectifs de Développement Durable prioritaires auxquels les entreprises du secteur électrique doivent contribuer pour maximiser leurs impacts positifs ou minimiser leurs impacts négatifs [2]. Le tableau suivant récapitule la contribution d'EDF au regard de cette grille d'analyse, et évalue sa contribution au regard des engagements, politiques et actions menées (avec renvoi aux sections de la DPEF concernées).

Objectifs Développement Durable		Contribution prioritaire selon les critères du WBCSD pour le secteur des electric utilities		Détail des engagements, politiques et actions menés par EDF (§ DPEF)	Contribution d'EDF à chacun des Objectifs
		Maximisation de l'impact positif	Minimisation de l'impact négatif		
6	Gestion durable de l'eau pour tous		X	Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 Intégrant la maximisation des impacts positifs	
7	Énergies propres et d'un coût abordable	X	X	Trajectoire carbone du Groupe § 3.1.1 ; Solutions de compensation carbone § 3.1.2 ; Adaptation au changement climatique § 3.1.3 ; Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4 ; Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets et économie circulaire § 3.2.4 ; Précarité énergétique et innovation sociale § 3.3.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2	
8	Travail décent et croissance durable	X		Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2	
9	Infrastructures résilientes et innovation	X		Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets et économie circulaire § 3.2.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 ; Développement des filières industrielles § 3.4.3	
12	Consommation et production responsables		X	Biodiversité § 3.2.1 ; Gestion responsable du foncier § 3.2.2 ; Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets et économie circulaire § 3.2.4 ; Sûreté, santé et sécurité de tous § 3.3.1 ; Ethique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Dialogue et concertation avec les parties prenantes § 3.4.1 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 ; Numérique responsable § 3.4.4 Intégrant la maximisation des impact positifs	
13	Lutte contre les changements climatiques	X	X	Trajectoire carbone du Groupe § 3.1.1 ; Solutions de compensation carbone § 3.1.2 ; Adaptation au changement climatique § 3.1.3 ; Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4 ; Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Numérique responsable § 3.4.4	
15	Vie terrestre		X	Biodiversité § 3.2.1 ; Gestion responsable du foncier § 3.2.1 ; Déchets et économie circulaire § 3.2.4 Intégrant la maximisation des impacts positifs	

(1) Le WBCSD, *World Business Council for Sustainable Development* (Conseil mondial des affaires pour le développement durable) est une coalition de compagnies internationales créée en 1995 et unies par un engagement commun de développement durable.

(2) WBCSD, Sector Transformation : An SDG Roadmap for Electric Utilities, 2020.

Le tableau suivant évalue la contribution du groupe EDF sur les autres Objectifs de Développement Durable de l'ONU :

Objectifs Développement Durable	Contribution d'EDF à chacun des Objectifs	Détail des engagements, politiques et actions menés par EDF (§ DPEF)
Éradication de la pauvreté		Égalité, diversité et inclusion § 3.3.3 ; Précarité énergétique et innovation sociale § 3.3.4
Sécurité alimentaire et agriculture durable		Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3
Santé et bien-être		Sûreté, santé et sécurité de tous § 3.3.1
Éducation de qualité		Biodiversité § 3.2.1 ; Ethique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Développement des filières industrielles § 3.4.3
Égalité entre les hommes et les femmes		Égalité, diversité et inclusion
Réduction des inégalités		Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Développement territorial responsable § 3.4.2
Villes et comunautés durables		Développement des usages de l'électricité et services énergétiques § 3.1.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2
Vie aquatique marine		Biodiversité § 3.2.1 ; Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3
Paix, justice et institutions efficaces		Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Dialogue et concertation avec les parties prenantes § 3.4.1
Partenariats pour la réalisation des objectifs		Développement territorial responsable § 3.4.2

3.9.2 Conformité aux meilleurs standards internationaux

Global Compact (1)

Le Global Compact des Nations Unies associe, sous l'égide de l'ONU, des entreprises et des ONG s'engageant à respecter 10 principes directeurs articulés en quatre volets : les roits de l'homme, les droits relatifs au travail, l'environnement et la lutte contre la corruption. Engagé dans le Global Compact depuis 2001, EDF publie chaque année une Communication sur le Progrès (COP) au niveau advanced depuis 2012.

Le Groupe se réfère également à la Déclaration sur les droits de l'enfant, à la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, à la Convention de l'OCDE sur la lutte contre la corruption d'agents publics étrangers dans les transactions commerciales internationales et à la Convention des Nations Unies contre la corruption. EDF promeut le droit international relatif aux droits de l'homme en reconnaissant les conventions fondamentales de l'OIT qui garantissent les principes et droits fondamentaux du travail et la lutte contre les discriminations.

Global Reporting Initiative (GRI) (2)

Le GRI est une organisation internationale indépendante à but non lucratif créée en 1997 par l'association du CERES (Coalition for Environmentally Responsible Economies) et du PNUE (Programme des Nations unies pour l'environnement). GRI aide les entreprises et les gouvernements du monde entier à comprendre et à communiquer leur incidence sur des questions cruciales de développement durable, telles que le changement climatique, les droits de la personne, la gouvernance et le bien-être social. Cela permet de prendre des mesures concrètes pour créer des avantages sociaux, environnementaux et économiques pour tous.

EDF intègre de longue date les évolutions des GRI Standards. Le tableau de correspondance entre les indicateurs du Groupe et ceux proposés par GRI est disponible sur le site Internet d' EDF :

edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs/2020/index-de-contenu-gri-2020_groupe-edf.pdf

(1) globalcompact-france.org
(2) globalreporting.org

Sustainability Accounting Standards Board (SASB) [1]

Créée en 2011, SASB (Conseil des normes comptables de développement durable, SASB) est un organisme de normalisation indépendant à but non lucratif qui élabore et maintient des normes de reporting qui permettent aux entreprises du monde entier d'identifier, de gérer et de communiquer aux investisseurs des informations extra-financières et matérielles sur plan financier. Les normes du SASB sont fondées sur des données probantes, élaborées avec une large participation du marché et sont conçues pour être bénéfique pour les entreprises et utiles pour les investisseurs. SASB a établi des normes propres à 77 secteurs d'activité identifiés dans son *Sustainable Industry Classification System®* (SICS®, Système de classification par secteur durable).

EDF est le premier énergéticien européen à intervenir en tant que conseiller au sein de l'organisation de SASB [2]. À ce titre, EDF est impliqué de manière proactive dans le processus de révision de cette norme pour permettre son utilisation à l'échelle mondiale.

En 2020, EDF a été un des principaux contributeurs de « *Globalization Project* » [3] du référentiel SASB qui reste à ce jour, pour certains sujets, propre au marché américain, notamment en matière d'environnement ou de régulation.

Pour les items dont la norme est identique (ex. GHG protocol) ou se rapproche des normes utilisées en France et en Europe, la Déclaration de Performance Extra Financière 2020 d'EDF couvre la plupart des sujets de *reporting* exigés par SASB pour le secteur *Electric Utilities & Power generators :*

- *Greenhouse Gas Emission & Energy Resources Planning* : sections 3.1.1.2.2, 3.1.1.3.1, 3.1.1.3.2, 3.1.1.3.3, 3.1.1.3.4 ;
- *Air Quality* : section 3.3.1.5 ;
- *Water Management* : section 3.2.3 ;
- *Coal Ash Management* : section 3.2.4.3.2 ;
- *Energy Affordability* : section 3.1.4.3.2 ;
- *End use efficiency and Demand* : section 3.4.4.2 ;
- *Nuclear Safety and Emergency management* : section 3.3.1.1 ;
- *Grid Resiliency* : section 3.1.4.3.1.

3.9.3 Détail de la conformité aux exigences de la TCFD

Cette section présente le tableau de concordance de l'URD avec les recommandations de la TCFD, telles que détaillées dans le rapport « *Implementing the Recommendations of the Task Force on Climate related Financial Disclosures* », TCFD, juin 2017.

Table de concordance avec les recommandations de la TCFD	Sections correspondantes de l'URD
Gouvernance	
a) Rôle du Conseil d'administration dans la gouvernance climatique de l'entreprise	Section 3.1.3.1
b) Rôle de la Direction dans la gouvernance climatique de l'entreprise	Section 3.1.3.1
Stratégie	
a) Description des risques climatiques et opportunités à court, moyen et long terme	Section 3.1.3.2.2 et annexe 3.9.5 Section 2.2.3
b) Intégration des risques et opportunités dans le modèle économique, la stratégie et les investissements de l'entreprise	Section 3.1
c) Évaluation de la résilience de l'entreprise aux risques climatiques en prenant en compte différents scenarii climatiques, dont un scenario 2 °C ou inférieur	Section 3.1.3.2
Gestion des risques	
a) Processus d'identification et d'évaluation des risques climatiques	Section 3.1.3.2 Sections 2.1 et 2.2.3
b) Processus de gestion des risques climatiques	Sections 3.1.2 et 3.1.3.2 Sections 2.1 et 2.2.3
c) Intégration dans le processus de gestion des risques de l'entreprise	Section 2.1
Indicateurs et objectifs	
a) Indicateurs financiers et non financiers utilisés dans le cadre de la stratégie climatique de l'entreprise	Section 3.1.1 Section 3.7.2
b) Bilan des émissions de gaz à effet de serre des scopes 1 et 2 et, si approprié, du scope 3	Section 3.1.1.2
c) Objectifs climatiques de l'entreprise et résultats atteints dans la poursuite de ces objectifs	Section 3.1.1.1

(1) sasb.org

(2) sasb.org/standard-setting-process/standards-advisory-group/#if

(3) sasb.org/standard-setting-process/active-projects/standards-internationalization-advancement

3.9.4 Détail des risques climatiques du Groupe

3.9.4.1 Description des risques physiques

Catégorie de risque	Description	Impact potentiel pour le groupe EDF
Risques liés aux événements extrêmes	Augmentation des vagues de chaleur et de sécheresse	Production : baisse de productible nucléaire lié à la source froide, étiage barrages dans les pays du sud, vieillissement accéléré des matériaux. Transport et distribution : baisse de capacité des réseaux, risque d'incendie. Tous métiers : renchérissement des coûts des assurances, dégradation des conditions de travail des salariés et prestataires
	Augmentation des épisodes de vents violents, tempêtes, tornades et inondations	Production : dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impacts des crues plus intenses. Transport et distribution : coupure de réseaux.
Risques liés aux événements chroniques	Augmentation des températures moyennes / augmentation du niveau de la mer	Production : baisse et modification du productible hydraulique, baisse de rendement des installations nucléaires et thermiques, risque de submersion d'ouvrages en bord de mer (notamment régions insulaires), prolifération d'organismes entraînant un colmatage de la prise d'eau, risque de développement microbien dans les circuits de refroidissement. Transport et distribution : baisse de capacité des lignes de transport. Commercialisation : baisse de la demande de chauffage, agmentation de la demande de climatisation

3.9.4.2 Description des risques et opportunités de transition

Catégorie de risque	Description	Impact potentiel pour le groupe EDF
Risques juridiques	Contentieux climatiques	Risque d'annulation d'autorisations, risque de contentieux suite à des événements climatiques exceptionnels, risque de contentieux liés aux publications du groupe EDF, notamment sur le devoir de vigilance.
Risques politiques et réglementaires	Tension sur les usages de l'eau	Risque sur le partage de la ressource en eau du fait des multiples usages et des multiples parties prenantes dans un contexte d'accroissement des situations de rareté.
	Tension sur l'accès au foncier et l'usage des sols	Risque sur les ressources foncières nécessaires aux énergies renouvelables du fait d'une réglementation contraignante (biodiversité, terres agricoles) et d'une légitimité à partager avec de nombreuses parties prenantes.
	Difficulté politique à atteindre les objectifs de l'Accord de Paris	Opportunité : en tant que *leader* bas-carbone, le groupe EDF est appelé à jouer un rôle clé dans la décarbonation de l'économie européenne.
Risques clients – marchés	Évolution des attentes des clients	Opportunité : demandes accrues liées à l'autoconsommation, à l'efficacité énergétique, à la mobilité électrique, aux offres verte et bas-carbone.
	Évolution des usages de l'électricité	Opportunité : l'électricité décarbonée est reconnue comme vecteur indispensable de la décarbonation de l'économie.
Risques technologiques	Stabilité et sécurité du réseau électrique	Risque/Opportunité : risque d'instabilité du système en cas de fort taux de pénétration des énergies renouvelables / rôle clé du nucléaire manœuvrable en complément des ENR pour assurer la stabilité du réseau.
	Technologies de transition	Risque/Opportunité : émergence possible de technologies telles que la CCSU, le solaire thermique, les « small modular reactors », le stockage, ou en matière d'émissions négatives.
Risques financiers	Accès aux financements compétitifs	Risque/Opportunité : risque en cas de taxonomie européenne non neutre technologiquement. Opportunité de la finance durable pour le groupe EDF (*Green Bonds*, prêts à impact).
	Actifs échoués	Risque d'actifs thermiques échoués suite à des évolutions réglementaires ou à l'augmentation du prix du carbone.

Les principales actions de gestion des risques climatiques mise en place par le groupe EDF sont décrites dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » et à la section 3.2 « EDF, entreprise engagée dans la transition énergétique ».

3.9.5 Détail des impôts sur le résultat payés dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe

Pays *(en millions d'euros)*	**2020**	**2019**	**2018***
France	857	780	162
Belgique	70	89	87
Italie	45	38	22
Brésil	47	25	41
Grèce	4	3	8
Allemagne	1	2	1
US	5	2	1
Afrique du Sud	1	2	n.s
Royaume-Uni	(8)	2	(12)
Pologne	0	1	1
Irlande	n.s	1	2
Vietnam	1	1	1
Mexique	(1)	n.s	2
Slovaquie	n.s	n.s	n.s
Chine	1	n.s	(14)
Luxembourg	n.s	n.s	n.s
Autriche	0	n.s	0
Russie	0	n.s	n.s
Suisse	n.s	n.s	0
Turquie	0	n.s	n.s
Portugal	0	0	0
Égypte	0	0	0
Norvège	(50)	0	16
Singapour	5	0	0
Japon	0	0	0
Hongrie	0	0	0
Israël	0	0	0
Pays-Bas	0	0	0
Bulgarie	0	0	0
Danemark	n.s	0	0
Chili	n.s	(1)	1
Espagne	n.s	(7)	n.s
Canada	3	(17)	5
TOTAL	**983**	**922**	**325**
Laos (société mise en équivalence)	0	9	7
TOTAL	**983**	**931**	**332**

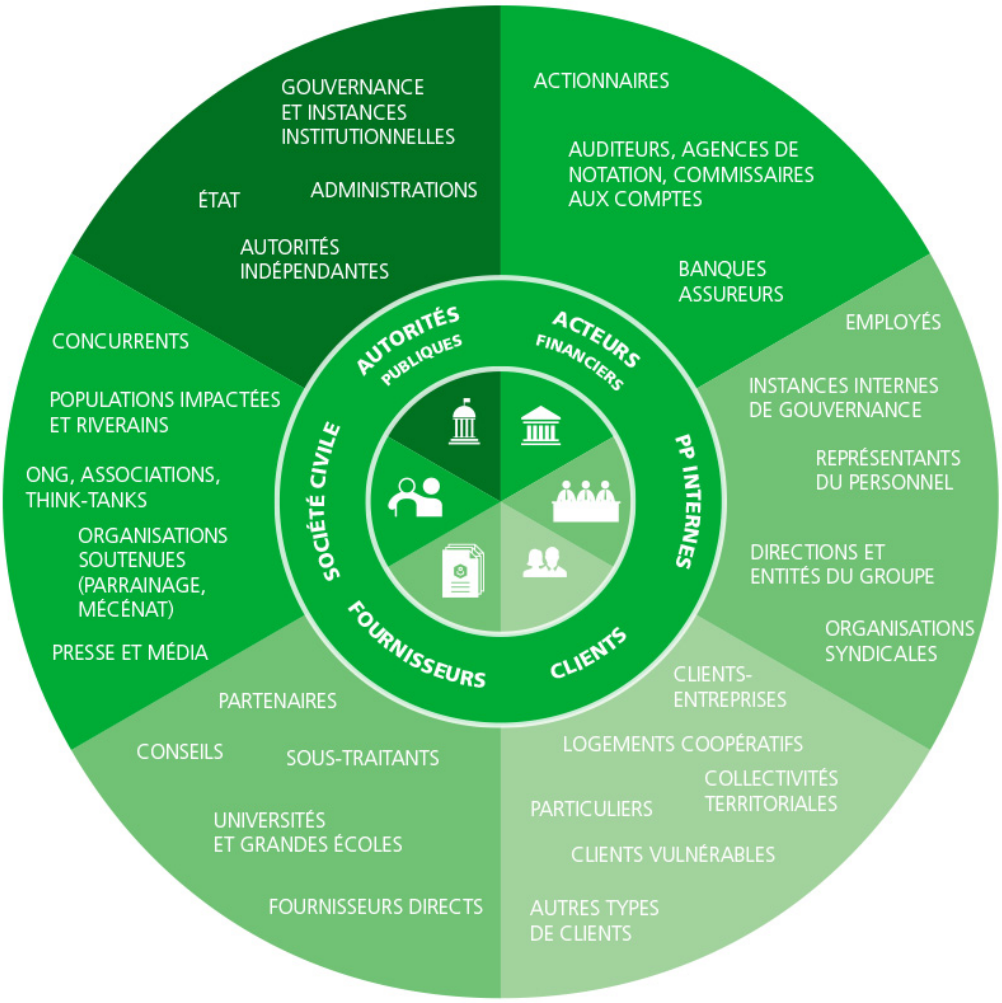
n.s: non significatif

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.*

3.9.6 Cartographie des parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes relève du champ de compétences du Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. La cartographie générale des parties prenantes a été approuvée en Comité exécutif et les relations avec les communautés locales entrent dans le champ du contrôle interne.

La cartographie fournit aux directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue [1]. En conformité avec les démarches ISO 9001 et 140001, les Directions et sociétés du Groupe établissent systématiquement une cartographie de leurs parties prenantes en vue de préciser les modes de dialogue appropriés à leur contexte spécifique.



(1) Accompagné d'un guide d'action des parties prenantes réalisé en 2015 sur la base des principes directeurs du Comité 21.

3.9.7 Rapport de l'un des commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2020

À l'assemblée générale,

En notre qualité de commissaire aux comptes de votre société (ci-après « entité ») désigné organisme tiers indépendant (OTI), accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1049 [1], nous vous présentons notre rapport sur la déclaration consolidée de performance extra-financière relative à l'exercice clos le 31 décembre 2020 (ci-après la « Déclaration »), présentée dans le rapport de gestion inclus au document d'enregistrement universel du Groupe, en application des dispositions des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du code de commerce.

Responsabilité de l'entité

Il appartient au Conseil d'administration d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance.

La Déclaration a été établie en appliquant les procédures de l'entité (ci-après le « Référentiel »), dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration et disponibles sur demande au siège de l'entité.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du code de commerce et le code de déontologie de la profession. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle.

Responsabilité du commissaire aux comptes désigné OTI

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du code de commerce ;
- la sincérité des informations fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci- après les « Informations ».
- Il nous appartient d'exprimer, à la demande de l'entité et en dehors du champ d'accréditation, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les informations sélectionnées par l'entité présentées en Annexe 1 et identifiées par le signe √ dans le chapitre 3 du rapport de gestion inclus au document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables, notamment en matière de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale, ni sur la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Nature et étendue des travaux

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du code de commerce, à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention, et à la norme internationale ISAE 3000 [2] :

- Nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- Nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que les informations prévues au 2e alinéa de l'article L. 22-10-36 en matière de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2e alinéa du III de l'article L. 225-102-1 ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services, ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ;
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
  - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés,
  - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes présentées en Annexe 1. Pour certains risques [3], nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres risques, des travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités [4] .
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16, avec les limites précisées dans la Déclaration ;
- Nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;
- Pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants présentés en Annexe 1, nous avons mis en œuvre :
  - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions,
  - des tests de détail sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices [4] et couvrent entre 16 % et 100 % des données consolidées sélectionnées pour ces tests ;
- Nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation.

Nous estimons que les travaux que nous avons menés en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

(1) Accréditation Cofrac Inspection, n° 3-1049, portée disponible sur le site www.cofrac.fr

(2) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information

(3) Précarité énergétique et innovation sociale ; Développement des usages et services énergétiques ; Biodiversité ; Ethique, conformité et droits humains ; Dialogue et concertation avec les parties prenantes ; Développement territorial responsable ; Numérique responsable ; Développement des filières industrielles ; Solution de compensation carbone ; Adaptation au changement climatique ; Gestion intégrée et durable du foncier.

(4) Voir la liste des entités sélectionnées en Annexe 2 de ce rapport.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de dix personnes et se sont déroulés entre novembre 2020 et février 2021 sur une durée totale d'intervention d'une quarantaine de semaines.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une quarantaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration consolidée de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Rapport d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations extra- financières

Nature et étendue des travaux

Concernant les informations sélectionnées par l'entité présentées en Annexe 1 et identifiées par le signe √ dans le chapitre 3 du rapport de gestion inclus au document d'enregistrement universel, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans le paragraphe « Nature et étendue des travaux » ci-dessus pour les Informations considérées les plus importantes mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente ainsi entre 51 % et 96 % des informations identifiées par le signe √.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par l'entité et identifiées par le signe √.

Conclusion

A notre avis, les informations sélectionnées par l'entité et identifiées par le signe √ dans le chapitre 3 du rapport de gestion inclus au document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Paris-La Défense, le 17 février 2021

KPMG S.A.

Fanny Houlliot
Associée
Sustainability Services

Michel Piette
Associé

Jean-Louis Caulier
Associé

Annexe 1 : Informations qualitatives (actions et résultats) considérées les plus importantes

Informations sociales
Actions en faveur de l'éradication des accidents mortels
Actions en faveur de la prévention du harcèlement et de la discrimination
Moyens mis en œuvre pour promouvoir l'égalité des chances (égalité professionnelle et emploi des personnes en situation de handicap)
Dispositifs de développement des compétences des salariés

Informations environnementales
Engagements et actions face aux enjeux climatiques
Actions et dispositifs de financement en faveur de la croissance verte, la transition énergétique et la lutte contre la précarité énergétique
Recours aux Green Bonds
Part des investissements du Groupe réalisés en conformité avec les objectifs bas carbone
Mesures prises en faveur de la biodiversité
Part des émissions du scope 3 liées aux émissions du scope 1 et 2 des investissements minoritaires (sociétés mise en équivalence)

Informations sociétales
Programme et procédures de conformité anticorruption
Fonctionnement et résultats du dispositif d'alerte interne éthique et conformité
Impacts positifs sur l'économie locale, les territoires et l'emploi
Actions d'innovation sociale et mécénat

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs considérés les plus importants

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociaux	Niveau d'assurance
Effectif au 31.12, ventilé par âge et par sexe	Raisonnable
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	Modéré
Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe	Modéré
Total d'heures de développement des compétences	Modéré
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences	Modéré
Taux de salariés ayant suivi une action de développement des compétences	Modéré
Dépenses dans le développement des compétences	Modéré
Nombre de salariés sans actions de développement des compétences depuis 3 ans ou plus	Modéré
Nombre de jours d'absence par salarié et par an	Modéré
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année	Modéré
Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)	Modéré
LTIR global du Groupe (salariés et prestataires)	Modéré
Taux de gravité (salariés)	Modéré
Taux de salariés couverts par une convention collective	Modéré

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociétaux	Niveau d'assurance
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Modéré
Nombre de compteurs intelligents installés	Modéré
Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à deux sur l'échelle INES	Modéré
Nombre d'accompagnements énergie	Modéré
Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Equateur	Modéré
Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption	Modéré
Taux annuel d'achats à des PME en France	Modéré

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
Emissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du Groupe EDF (1)	Raisonnable
Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 du Groupe EDF due à la production d'électricité et de chaleur	Raisonnable
Emissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 2) du Groupe EDF (1)	Modéré
Emissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 3) du Groupe EDF (1)	Modéré
Emissions de l'électricité achetée et revendue aux clients finals	Modéré
Emissions du gaz vendu aux clients finals	Modéré
Capacités de production électrique renouvelables nettes installées	Modéré
Taux de véhicules électriques dans le parc de véhicules légers	Modéré
Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif « Act4nature international »	Modéré
Intensité eau : eau consommée / production électrique du parc	Raisonnable
Déchets radioactifs solides – France : volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue	Modéré
Déchets radioactifs solides – UK : volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués	Modéré
Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) de déconstruction et industriels (Groupe en France)	Modéré
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne activité (FMA) de déconstruction et industriels (Groupe en France)	Modéré
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (EDF)	Modéré
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne activité à vie courte (EDF)	Modéré

(1) Les taux de vérification et les taux de couverture des indicateurs relatifs aux émissions de gaz à effet de serre des scopes 1, 2 et 3 du Groupe sont présentés en annexe 3.

Annexe 2 : Sélection d'entités contributrices

Echantillon d'entités sélectionnées

Au sein d'EDF	Pôle Compétences Santé au Travail de Mulhouse Sodata Division Combustible Nucléaire – Siège Division Production Nucléaire – Cattenom Division Production Nucléaire – Nogent Division Thermique Expertise et Appui Industriel Multi-métiers – Bouchain EDF SEI – Guyane EDF SEI – Siège SEI
Au sein d'Enedis	Siège Enedis Direction Régionale Nord-Pas-de-Calais
Au sein de Framatome	Erlangen
Au sein d'EDF Energy	Siège EDF Energy Nuclear power plant of West Burton A
Au sein d'EDF Renouvelables	EDF Renouvelables USA EDF Renouvelables UK
Au sein d'Edison	Siège Edison
Au sein de Dalkia	Lille Direction Régionale Sud-Ouest
Au sein de Luminus	Siège

Annexe 3 : Bilan des émissions de gaz à effet de serre vérifiées du Groupe EDF

Emissions de gaz à effet de serre vérifiées	Tonnes équivalent CO_2 vérifiées	Niveau d'assurance et représentation de l'échantillon sélectionné (%)
100 % des émissions directes de gaz à effet de serre du scope 1 présentées dans la Déclaration en partie 3.1.1.2.2 Synthèse du bilan GES 2020	28 Mteq CO_2	Raisonnable 72 %
100 % des émissions indirectes de gaz à effet de serre du scope 2 présentées dans la Déclaration en partie 3.1.1.2.2 Synthèse du bilan GES 2020	0,3 Mteq CO_2	Modéré 67 %
100 % des émissions indirectes de gaz à effet de serre du scope 3 présentées dans la Déclaration en partie 3.1.1.2.2 Synthèse du bilan GES 2020	107 Mteq CO_2	Modéré 22 %

Face à l'urgence climatique, EDF s'engage pour un avenir énergétique juste, innovant et durable, avec l'ambition d'atteindre en 2050 la neutralité carbone. Le Groupe veut déployer une électricité toujours moins carbonée grâce au nucléaire et à l'accélération du développement des énergies renouvelables. En 2020, EDF a ainsi renforcé sa gouvernance climat en se dotant de Référents Climat à la fois au sein du Comité Exécutif et du Conseil d'administration.

Par ailleurs, pendant la période de crise sanitaire, EDF a su démontrer son engagement à œuvrer pour le bien-être et le développement de tous, incarnant ainsi sa raison d'être.

96,3 %	6,6	500 M€	69 %
TAUX DE PRÉSENCE AU CONSEIL EN 2020	RATIO D'EQUITÉ SALAIRE MOYEN (1)	RÈGLEMENTS ANTICIPÉS PAR EDF AUX TPE-PME (2)	INDICE D'ENGAGEMENT SALARIÉS (3)

(1) Ratio de la rémunération du PDG par rapport à la rémunération moyenne des salariés d'EDF.

(2) Factures entre avril et juin 2020 en France.

(3) Enquête interne MyEDF Group.

Crédit photo : ©EDF - Denis Allard / Agence REA

4

GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 228

4.2 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 229

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 230
4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 243
4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 248

4.3 DIRECTION GÉNÉRALE 254

4.3.1 Composition du Comité exécutif 255
4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 255

4.4 CONFLITS D'INTÉRÊTS ET INTÉRÊTS DES MANDATAIRES SOCIAUX ET DES DIRIGEANTS 257

4.4.1 Conflits d'intérêts 257
4.4.2 Absence de condamnation 257
4.4.3 Contrats de service 257

4.5 PARTICIPATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX ET OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES EDF PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX ET LES DIRIGEANTS 257

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF 257
4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 258

4.6 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MANDATAIRES SOCIAUX – POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION 258

4.6.1 Politique de rémunération 258
4.6.2 Rémunération globale du Président-Directeur Général 261
4.6.3 Rémunération globale des administrateurs 262
4.6.4 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 263

4.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code AFEP-MEDEF, qui est le Code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 22-10-10 du Code de commerce sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent document d'enregistrement universel et concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir la section 4.2.2.2 « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général ») ; et
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir la section 4.6.1.1. « Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général »).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document d'enregistrement universel
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 20 : *« […] l'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et, en application des dispositions des statuts ou du règlement intérieur, posséder un nombre minimum d'actions, significatif au regard des rémunérations qui lui sont allouées. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses rémunérations à leur acquisition. »*	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder une quantité minimum d'actions, significative au regard de la rémunération qu'ils perçoivent au titre de leur mandat.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les rémunérations perçues au titre de leur mandat par les administrateurs nommés sur proposition de l'État ayant la qualité d'agent public sont versés au budget de l'État. S'agissant des administrateurs nommés sur proposition de l'État n'ayant pas la qualité d'agent public, ils ne perçoivent que 85 % de la rémunération qui leur est due, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Compte tenu de la grande disparité des situations, le Conseil n'a pas établi de règle unique de détention d'actions de la Société. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.3 (« Rémunération globale des administrateurs ») et 4.5 (« Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 23 : *« Le Conseil d'administration fixe une quantité minimum d'actions que les dirigeants mandataires sociaux doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions. […] Tant que cet objectif de détention d'actions n'est pas atteint, les dirigeants mandataires sociaux consacrent à cette fin une part des levées d'options ou des attributions d'actions de performance telle que déterminée par le conseil. »*	Le Conseil d'administration n'a pas fixé de règle de détention par le Président-Directeur Général d'un nombre minimum d'actions de la Société.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. Enfin, la Société n'a pas mis en place de plan d'options d'actions et/ou d'actions de performance au bénéfice du Président-Directeur Général. En conséquence, il a été décidé de ne pas mettre en œuvre cette recommandation. En outre, le dirigeant mandataire social exécutif doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.2 (« Rémunération globale du Président-Directeur Général »), 4.6.4 (« Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites »).
Règles de répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat Recommandation n° 21.1 : Le mode de répartition de ces rémunérations *« tient compte, selon les modalités qu'il définit, de la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités, et comporte donc une part variable prépondérante ».*	Une part significative mais non prépondérante des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée au titre du mandat, qui rémunère la présence effective des administrateurs, n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative, dans la mesure où elle représente 50 % de la somme totale allouée et qu'elle est, comme le recommande le code AFEP-MEDEF, adaptée au niveau des responsabilités encourues par les administrateurs et au temps qu'ils doivent consacrer à leurs fonctions.	Voir la section 4.6.3 « Rémunération globale des administrateurs ».

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

18 Administrateurs*

58,5 ans
ÂGE MOYEN

41,7 %
ADMINISTRATEURS INDÉPENDANTS**

9
RÉUNIONS

96,3 %
TAUX DE PRÉSENCE

6 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale

Jean-Bernard LEVY
Président-Directeur Général
P

Bruno CREMEL
General Partner et Directeur Général Délégué de Partech Partners
▲ ■

Colette LEWINER
Administratrice professionnelle
▲ ■ P ■

Laurence PARISOT
Chairwoman et Managing Director de Citi France
▲ ■ ■

Claire PEDINI
Directrice Générale Adjointe, Ressources humaines et transformation digitale de Saint-Gobain
▲ ■ P

Philippe PETITCOLIN
Administrateur de sociétés
▲ ■ ■

5 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Véronique BÉDAGUE-HAMILIUS
Directrice générale déléguée du groupe Nexity chargée du pôle « Client Entreprise et Collectivité »
■

François DELATTRE
Secrétaire général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères
■

Gilles DENOYEL
Président du conseil d'administration de Dexia
P

Marie-Christine LEPETIT
Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie, des finances et de la relance
P ■

Michèle ROUSSEAU
Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières
■

6 Administrateurs élus par les salariés

Claire BORDENAVE
administratrice salariée parrainée par la CGT
■

Jacky CHORIN
administrateur salarié parrainé par FO
■ ■ ■

Karine GRANGER
administratrice salariée parrainée par la CGT
■ ■ ■

Jean-Paul RIGNAC
administrateur salarié parrainé par la CGT
■

Vincent RODET
administrateur salarié parrainé par la CFDT
■ ■ ■ ■

Christian TAXIL
administrateur salarié parrainé par la CFE-CGC
■ ■

1 Administrateur représentant de l'État

Martin VIAL
Commissaire aux participations de l'Etat rattaché au ministre de l'Economie et au ministre de l'Action et des comptes publics
■ ■

- *Membre du Comité*
- P *Président du Comité*
- ■ *Comité d'audit*
- ■ *Comité de la stratégie*
- ■ *Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance*
- ■ *Comité de suivi des engagements nucléaires*
- ■ *Comité de responsabilité d'entreprise*
- ▲ *Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF*

* Composition du Conseil à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel
** Hors administrateurs représentant les salariés

4.2.1 Composition du Conseil d'administration

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, EDF est administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, certains d'entre eux sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi par le ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi du 26 juillet 1983 (1).

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement (2) et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société (3) ainsi que le Secrétaire du Comité social et économique central assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Depuis le 1er janvier 2020 et jusqu'à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, aucune modification n'est intervenue dans la composition du Conseil d'administration.

L'Assemblée générale des actionnaires réunie le 7 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat d'administratrice de Claire Pedini, pour une durée de 3 années prenant fin à l'issue de l'Assemblée qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Cette durée de 3 ans a été fixée par dérogation à la durée statutaire de 4 ans du mandat des administrateurs, afin de maintenir le renouvellement échelonné du Conseil d'administration mis en œuvre depuis 2019 (voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil »).

L'Assemblée générale a par ailleurs ratifié les cooptations décidées par le Conseil le 28 juin et le 18 décembre 2019 respectivement, de François Delattre, en remplacement de Maurice Gourdault-Montagne, pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020, et de Véronique Bédague-Hamilius, en remplacement d'Anne Rigail dont la démission a pris effet le 16 décembre 2019, pour la durée du mandat restant à courir de cette dernière, soit jusqu'à l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Les mandats de Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner, Laurence Parisot, Michèle Rousseau et de François Delattre arrivent à leur terme lors de l'Assemblée générale des actionnaires qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Sur proposition du Conseil d'administration, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, l'Assemblée générale convoquée le 6 mai 2021 sera donc appelée à statuer sur la nomination et/ou le renouvellement d'administrateurs.

Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration et des instances dirigeantes

En application des articles L. 225-18-1 et L. 22-10-3 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF est soumis aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et doit respecter une proportion d'administrateurs de chaque sexe au sein du Conseil qui ne peut être inférieure à 40 %, hors administrateurs représentant les salariés. À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration d'EDF compte huit femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 50 % par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage (hors administrateurs représentant les salariés) et de 44,44 % sur l'ensemble du Conseil.

Le Conseil réuni le 16 décembre 2020 a par ailleurs défini, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF, une politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société, qui décline à EDF les objectifs de l'Ambition mixité pour le Groupe adoptée par le Comité exécutif le 18 novembre 2019 et prévoit plusieurs engagements visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux comités de direction et au niveau dirigeant. Les objectifs fixés par le Conseil sont, au périmètre de la Société, les suivants :

- 30 % de femmes dans les Comités de direction d'ici 2023 ;
- 30 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société en 2025.

Pour ce faire, la Direction Générale d'EDF adaptera les objectifs à la proportion de femmes cadres dans chaque Direction et Division de la Société et poursuivra les plans d'actions engagés pour :

- recruter des femmes cadres à un taux supérieur à leur proportion constatée dans les écoles d'ingénieur ;
- proposer des plans de succession mixtes pour chaque poste de dirigeant ;
- réaliser chaque année, une « people review femmes » pour les dirigeants et futurs dirigeants.

Par ailleurs, EDF promouvra la participation et la visibilité des femmes dans les interventions publiques dans tous les domaines d'activité du Groupe.

Le Conseil d'administration examinera annuellement les résultats obtenus, à l'occasion de la présentation du bilan de la politique d'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes.

En ce qui concerne les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité (article L. 22-10-10 du Code de commerce), on comptait, au 31 décembre 2019, 28,1 % (4) de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités de la Société, contre 27,5 % au 31 décembre 2018 (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »).

(1) Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983 (chapitres II et III du titre II de la loi).

(2) Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.

(3) Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

(4) Les données au 31 décembre 2020 ne sont pas disponibles à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel.

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF et à l'article L. 22-10-10 du Code de commerce, le Conseil d'administration s'interroge périodiquement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue, notamment en termes de proportion d'administrateurs indépendants et de diversité. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, le sexe ou les qualifications et l'expérience professionnelle.

Après avis du Comité en charge des questions de gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 avait défini une politique de diversité et des objectifs tenant compte de la stratégie du Groupe, afin que la composition du Conseil soit de nature à en favoriser le déploiement. Pour atteindre un bon équilibre dans sa composition, en lien avec la stratégie du Groupe et les missions qui lui sont confiées, le Conseil avait considéré que la priorité devait être donnée à la recherche de compétences et expériences adaptées à ses enjeux et à une complémentarité des profils.

Cette politique a été réexaminée et mise à jour par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 17 février 2021, dans le contexte de l'arrivée du terme du mandat de cinq administrateurs à l'issue de l'Assemblée générale qui sera convoquée le 6 mai 2021 et en tenant compte des attentes formulées par les administrateurs lors de l'évaluation externe 2020 du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Le tableau ci-dessous présente les critères de la politique de diversité définie par le Conseil d'administration :

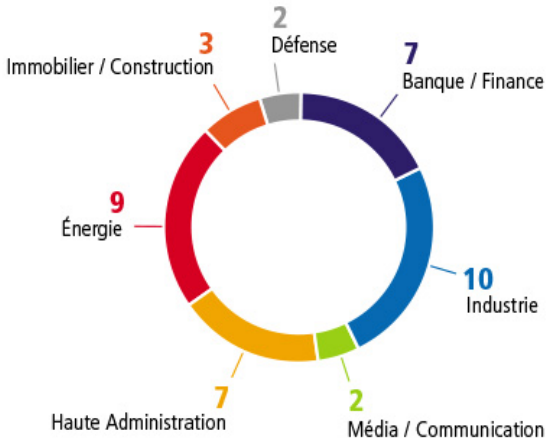
Critères	Situation de la Société	Objectifs
Âge des administrateurs	Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont entre 55 et 75 ans, avec une moyenne de 62 ans. La moyenne d'âge est de 59,9 ans sur l'ensemble du Conseil.	Le Conseil a estimé que l'âge des candidats n'est pas un critère déterminant dans le choix des candidatures aux postes d'administrateurs et que la moyenne d'âge actuelle est satisfaisante, tout en restant attentif à la limite du tiers des administrateurs dépassant l'âge de 70 ans*.
Parité	Le Conseil comprend une proportion de 50 % de femmes hors administrateurs salariés et de 44,44 % de femmes sur l'ensemble du Conseil.	Le Conseil a considéré que le taux actuel de féminisation du Conseil est satisfaisant, sans exclure la possibilité de faire évoluer ce taux, à la hausse ou à la baisse, en cas d'évolutions de la composition du Conseil, dans le respect des seuils légaux.
Expériences professionnelles et complémentarité des profils	Le Conseil regroupe des profils et compétences variés (voir ci-après les tableaux de compétences des membres du Conseil).	Le Conseil a constaté que les administrateurs possèdent une expérience significative dans des domaines d'expertise en lien avec les activités d'EDF et sa stratégie, de nature à en favoriser le déploiement, et qu'ils présentent une complémentarité des profils satisfaisante.Le Conseil examinera, lors des prochaines nominations d'administrateurs, la possibilité de renforcer encore davantage les compétences du Conseil dans les domaines de la direction générale de grandes entreprises et le secteur de l'énergie, comme suggéré par les administrateurs lors de l'évaluation externe réalisée en 2020.
Nationalité	Le Conseil d'administration ne comprend pas d'administrateur de nationalité étrangère, mais dispose à ce jour d'une proportion importante de membres ayant une expérience internationale.	Le Conseil examinera, lors des prochaines nominations d'administrateurs, la possibilité d'un renforcement des compétences du Conseil à l'international, comme suggéré par les administrateurs lors de l'évaluation externe réalisée en 2020.
Indépendance	Le Conseil compte 5 administrateurs indépendants, soit une proportion de 41,7 % d'administrateurs indépendants sur les 12 administrateurs pris en compte pour établir ce calcul (hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil a considéré que la proportion d'administrateurs indépendants au sein du Conseil, supérieure aux recommandations du code AFEP-MEDEF, est satisfaisante. Le Conseil a confirmé l'objectif de maintenir cette proportion et a minima respecter l'objectif du tiers d'administrateurs indépendants recommandé par le code AFEP-MEDEF pour les sociétés ayant un actionnaire de contrôle.

* *L'article L. 225-19 du Code de commerce prévoit qu'à défaut de disposition expresse dans les statuts concernant une limite d'âge applicable aux administrateurs, le nombre d'entre eux ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers.*

Compétences des membres du Conseil d'administration

Les graphiques ci-dessous présentent la cartographie des compétences sectorielles et fonctionnelles de l'ensemble des membres du Conseil d'administration au 31 décembre 2020 :

Expertise sectorielle par type de compétence



Expertise fonctionnelle par type de compétence

Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel.

PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

	PERSONAL INFORMATION				EXPERIENCE	ROLE WITHIN THE BOARD				ATTENDANCE TO COMMITTEES						
	Age	Gender	Nationality	Number of shares	Number of mandates in listed companies (incl. EDF)	Independance	Date of first appointment	Term of office shall expire on	Seniority in the Board (in years)	Audit Commiittee	Strategy Committee	Appointments, Remuneration and Governance Committee	Nuclear Commitments Monitoring Committee	Corporate responsibility Committee		
ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE																
Jean-Bernard Lévy *Président-Directeur Général*	65	M	Française	0	4		23/11/2014	Mars 2023	6,15		P					
Bruno Crémel	55	M	Française	0	1	▲	16/05/2019	AG 2023 (1)	1,67	■						
Colette Lewiner	75	F	Française	1 969	4	▲	11/04/2014	AG 2021 (2)	6,76	■		P	■			
Laurence Parisot	61	F	Française	137	1	▲	23/11/2014	AG 2021	6,15		■			■		
Claire Pedini	55	F	Française	0	1	▲	12/05/2016	AG 2023 (1)	4,68			■		P		
Philippe Petitcolin	68	M	Française	10	3	▲	16/05/2019	AG 2023	1,67	■	■					
ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE SUR PROPOSITION DE L'ÉTAT																
Véronique Bédague-Hamilius	57	F	Française	0	1		18/12/2019	AG 2023	1,08					■		
François Delattre	57	M	Française	0	1		28/06/2019	AG 2021	1,55		■					
Gilles Denoyel	66	M	Française	0	2		16/05/2019	AG 2023	1,67				P			
Marie-Christine Lepetit	59	F	Française	0	1		07/05/2012	AG 2021	8,69	P			■			
Michèle Rousseau	63	F	Française	0	1		30/09/2016	AG 2021	4,29				■			
ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT																
Martin Vial	67	M	Française	0	3		9/09/2015	20/11/2022	5,35		■	■				
ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS																
Claire Bordenave	58	F	Française	0	1		23/11/2019	22/11/2023	1,15					■		
Jacky Chorin	61	M	Française	316	1		23/11/2014	22/11/2023	6,15	■	■			■		
Karine Granger	53	F	Française	25	1		23/11/2019	22/11/2023	1,15		■	■	■			
Jean-Paul Rignac	58	M	Française	0	1		01/11/2007	22/11/2023	13,21	■						
Vincent Rodet	55	M	Française	2 905	1		23/11/2019	22/11/2023	1,15	■	■		■	■		
Christian Taxil	45	M	Française	1 360	1		23/11/2014	22/11/2023	6,15	■	■					

(1) AG 2023 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022.
(2) AG 2021 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2020.
■ *Membre du Comité*
P *Président du Comité*
▲ *Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF*

Les renseignements personnels concernant les administrateurs, ainsi que les informations concernant leurs mandats, figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 15 janvier 2021, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

Jean-Bernard LÉVY, 65 ans

Fonction exercée dans la Société

Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 (1)

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Dernier renouvellement

16 mai 2019 (2)

Échéance du mandat en cours

Mars 2023

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École polytechnique (promotion 1973) et de Telecom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy a débuté à France Télécom en 1979 comme ingénieur de travaux à la Direction d'Angers. En 1982, il devient responsable de la gestion des cadres supérieurs et des budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, ministre délégué aux postes et télécommunications. De 1988 à 1993, Jean-Bernard Lévy dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Espace qui devient Matra Marconi Space. De 1993 à 1994, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce extérieur. Il est nommé en 1995 Président-Directeur Général de Matra Communication. En 1998, il rejoint Oddo et Cie comme Directeur Général puis Associé-gérant. À l'été 2002, Jean-Bernard Lévy rejoint Vivendi. Il en est le Directeur Général jusqu'en avril 2005, et en devient le Président du Directoire en avril 2005, jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le Président-Directeur Général du groupe de défense et d'aérospatiale Thales. Jean-Bernard Lévy est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 27 novembre 2014.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président-Directeur Général	EDF	France	C
Administrateur	Edison	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Administrateur	EDF Renouvelables	France	G
Président du Conseil d'administration	Fondation EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Administrateur (3)	Société Générale	France	C
Administrateur et président du Comité de gouvernance, des nominations et du développement durable (4)	Faurecia	France	C
Président et administrateur en tant que représentant d'Électricité de France	Conseil français de l'Énergie	France	
Administrateur	France Industrie	France	
Président	FIPA – Fondation Innovations pour les Apprentissages	France	
Administrateur	Global Sustainable Electricity Partnership	Canada	
Membre, Représentant Électricité de France	Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire	France	
Administrateur	Cercle de l'industrie	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président du Conseil d'administration de l'Institut Mines Télécom (anciennement Institut Télécom)
- Administrateur de l'Institut Pasteur

À l'étranger

- Président du Conseil d'administration d'Edison
- Vice-président du Conseil d'administration d'Eurelectric
- Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings

(1) Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

(2) Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par intérim à compter du 16 mai 2019, par décision ministérielle du 16 mai 2019. Il a été a été nommé Président-Directeur Général de la Société par décret du Président de la République du 22 mai 2019.

(3) Le mandat d'administrateur de la Société Générale de Jean-Bernard Lévy arrivera à échéance lors de l'assemblée générale de la société qui se tiendra le 18 mai 2021.

(4) Depuis le 19 février 2021.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

VÉRONIQUE BEDAGUE-HAMILIUS, 57 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

18 décembre 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris, de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et ancienne élève de l'École nationale d'administration, Véronique Bédague-Hamilius est Directrice générale déléguée du groupe Nexity, chargée du pôle Client Entreprise et Collectivité, depuis 2019. Elle est également Présidente-directrice générale de Nexity Immobilier d'Entreprise depuis mars 2018. Elle a rejoint le groupe Nexity en 2017 en tant que Secrétaire Générale et membre du Comité exécutif. Avant de rejoindre le groupe Nexity, Véronique Bédague-Hamilius a mené une carrière de haut fonctionnaire. Elle a notamment été économiste au Fonds monétaire international à Washington entre 1994 et 1997, conseillère du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Laurent Fabius de 2000 à 2002, Directrice des finances de la Ville de Paris de 2002 à 2007, Secrétaire Générale de la Ville de Paris sous Bertrand Delanoë de 2008 à 2014 et Directrice de cabinet du Premier ministre, Manuel Valls, de 2014 à 2016.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice générale déléguée du groupe Nexity, chargée du pôle Client Entreprise et Collectivité
- Présidente-directrice générale de Nexity Immobilier d'Entreprise

Mandat/Fonction [1]	Dénomination	Pays
Directrice générale déléguée	Nexity	France
Présidente-Directrice Générale	Nexity Immobilier d'Entreprise	France
Présidente du Conseil d'administration	Nexity Property Management	France
Directrice Générale Déléguée	Villes et Projets	France
Membre du Comité Stratégique	Bureaux à partager	France
Directrice Générale	SIG 30 Participations	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Directrice Générale de Nexity Property Management
- Administratrice de la Fondation d'entreprise Nexity
- Présidente de Neximmo 78

(1) Mme Bédague-Hamilius exerce par ailleurs divers mandats au sein du groupe Nexity en qualité de représentant légal d'entités du groupe Nexity. Elle est représentant légal de Nexity Immobilier d'Entreprise dans les sociétés SAS Ywood, SNC FI Développement, SCCV Lesquin Buro et SAS Tereneo, représentant légal de Villes et Projets dans la société SNC Aménagement Charras.

BRUNO CREMEL, 55 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Centralien, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA (Inspection générales des finances), Bruno Crémel a débuté sa carrière en tant qu'Inspecteur des finances, avant d'intégrer le ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie en tant que responsable du bureau Banques et Assurances publiques, Service des participations de l'État où il a notamment piloté la privatisation de plusieurs banques et sociétés d'assurance publiques. De 1998 à 2000, il a exercé au sein du groupe Kering, les fonctions de Directeur du Plan de la Stratégie en tant que membre du Comité exécutif, puis de Président du Directoire de PPR Interactive. De 2000 à 2002, il occupe les fonctions de Directeur de cabinet de Laurent Fabius, ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. De 2002 à 2006, Bruno Crémel est Directeur Général de la FNAC. De 2006 à 2012, il a été General Partner et membre du Comité exécutif du fonds d'investissement LBO France, où il a notamment réalisé les acquisitions de Maisons du Monde et de Promovacances. Il est nommé Président-Directeur Général de Darty France en 2012. En mai 2014, il rejoint le fonds d'investissement Partech dont il est General Partner et Directeur Général Délégué depuis mai 2016.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- General Partner et Directeur Général Délégué de Partech Partners

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directeur Général Délégué	Partech Partners	France
Président	Partech Growth GP	France
Président du Conseil d'administration	Artaris	France
Administrateur	Evaneos	France
Membre du Comité stratégique	Rouje	France
Administrateur	Sendinblue	France
Administrateur	Made.com	Royaume-Uni
Administrateur	M-Files	Finlande
Membre du Conseil de surveillance	Exporo	Allemagne

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur d'EcoVadis
- Administrateur NA-KD

François DELATTRE, 57 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

28 juin 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'IEP de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), François Delattre débute sa carrière en 1989 en tant que deuxième Secrétaire d'ambassade en Allemagne. Après avoir passé deux ans au sein de la Direction des Affaires stratégiques et du désarmement du Quai d'Orsay de 1991 à 1993, il devient conseiller en défense et sécurité européenne et transatlantique au sein du cabinet du ministre des Affaires étrangères Alain Juppé en 1993, avant d'être en charge de ces dossiers au sein de l'équipe diplomatique du Président de la République Jacques Chirac de 1995 à 1998. Il devient chef du service de presse et de communication de l'Ambassade de France à Washington en 1998, puis Directeur Adjoint du cabinet du ministre des Affaires étrangères Dominique de Villepin en 2002 et Consul général à New York en 2004. Ambassadeur de France au Canada de 2008 à 2011, puis aux États-Unis de 2011 à 2014, il est nommé Représentant permanent de la France auprès de l'Organisation des Nations unies en septembre 2014. Il est Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères depuis le 1er juillet 2019.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Orano	France
Administrateur	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administrateur	Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art	France
Administrateur	École nationale d'administration	France
Administrateur	France Médias Monde	France
Administrateur	Institut Français	France
Administrateur	Office français de protection des réfugiés et apatrides	France
Administrateur	Sorbonne Abou Dhabi	France
Administrateur	Institut des Hautes Études de Défense Nationale	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Néant

GILLES DENOYEL, 66 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ingénieur des Mines ParisTech, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA, Gilles Denoyel est nommé Inspecteur des finances au ministère de l'Économie et des Finances en 1981 avant de rejoindre, en 1985, la Direction du Trésor où il est responsable successivement, notamment, du CIRI, du Bureau des marchés financiers, de la Sous-Direction des assurances et *in fine* du programme de privatisation. En 1996, il rejoint le CCF comme Directeur financier, puis Secrétaire Général en charge de la stratégie et des opérations, puis Directeur Général Adjoint Finances : à ce titre, il joue un rôle actif dans l'intégration du CCF dans le groupe HSBC. En 2004, il est nommé administrateur-Directeur Général Délégué, chargé successivement des fonctions centrales, de la gestion d'actifs et de l'assurance puis de l'ensemble des fonctions de risques et de contrôle et des relations avec les autorités de régulation. De 2015 à 2017, il est Président International Institutional Relations de HSBC pour l'Europe. Il a été en outre Président du groupe des banques sous contrôle étranger en France de 2006 à 2016 et Trésorier de l'Association Française des Banques de 2004 à 2016. Gilles Denoyel est, depuis mai 2018, Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Crédit Local.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Crédit Local

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président du Conseil d'administration	Dexia	Belgique	
Président du Conseil d'administration	Dexia Crédit Local	France	
Membre du Conseil de surveillance	Memo Bank	France	
Membre du Conseil de surveillance	Rothschild & Cie	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de HSBC France

G : société du groupe EDF - C : société cotée

Marie-Christine LEPETIT, 59 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

7 mai 2012

Dernier renouvellement

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité d'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit a intégré l'Inspection générale des finances en 1987 où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. En 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle a été responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme Conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques, puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, téléprocédures, certification). Nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en 2004, elle a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur Associé et a été membre de la Commission de rénovation et déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances depuis mars 2012, rattachée aujourd'hui au ministre de l'Économie, des finances et de la relance.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie, des finances et de la relance

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre du Comité des risques et du contrôle interne	Fondation des apprentis d'Auteuil	France
Administratrice	Institut d'Études Politiques de Paris	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de la Fondation Nationale des Sciences Politiques

Colette LEWINER, 75 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

11 avril 2014

Dernier renouvellement

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, membre du Comité d'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

1 969 (1)

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École Normale Supérieure et Agrégée de physique et Docteur ès sciences, Colette Lewiner, a rejoint Électricité de France en 1979. En 1989, elle a créé la Direction du Développement et de la Stratégie Commerciale, devenant ainsi la première femme nommée en tant que Directeur chez EDF. De 1992 à 1998, elle est Président-Directeur Général de SGN, société d'ingénierie nucléaire, filiale d'AREVA-Orano. En 1998, elle rejoint Capgemini pour créer puis diriger jusqu'en juin 2012 le secteur *Global Energy and Utilities*. Depuis juillet 2012, elle exerce, en tant que Gérante de la société Cowin, les fonctions de Conseillère dans le domaine de l'énergie. Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015, elle est membre de l'Académie des Technologies depuis 2002. Elle est administratrice du groupe Bouygues et des sociétés Getlink et CGG.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Bouygues	France	C
Administratrice	Getlink (ex Eurotunnel)	France	C
Administratrice	CGG	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice d'Ingenico
- Administratrice de Nexans

À l'étranger

- Administratrice de Crompton Greaves (Inde)

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).
G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Laurence PARISOT, 61 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Dernier renouvellement

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie et membre du Comité de la responsabilité d'entreprise

Actions détenues

137

Nationalité

Française

Titulaire d'une maîtrise de droit public de l'Université de Nancy II, diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris et titulaire d'un DEA d'Études Politiques de l'Institut d'études politiques de Paris, Laurence Parisot entre en 1985, en tant que chargée d'études à l'Institut de sondages Louis Harris. Elle devient Directrice Générale dès 1986. En 1990, elle est nommée Présidente-Directrice Générale de l'Ifop, dont elle acquiert progressivement la majorité du capital. Après avoir cédé l'Ifop, elle dirige pendant un temps le Cabinet Gradiva, puis est nommée en 2018 Chairwoman and Managing Director de Citi pour la France. Laurence Parisot a été Présidente du MEDEF (Mouvement des Entreprises de France) de 2005 à 2013. Elle est par ailleurs administratrice de Fives et de Paris Europlace et membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques (FNSP).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chairwoman et Managing Director de Citi France

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Paris Europlace	France
Administratrice	Fives	France
Administratrice	Fondation Nationale des Sciences Politiques (FNSP)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Gérante et Directrice Associée de Gradiva
- Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP
- Présidente du Comité scientifique de la Fondapol
- Administratrice de BNP Paribas
- Administratrice de Foxintelligence

Claire PEDINI, 55 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

12 mai 2016

Date de renouvellement

7 mai 2020

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des rémunérations et de la gouvernance

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École des Hautes Études Commerciales et titulaire d'un master de gestion des médias de l'École Supérieure de Commerce de Paris, Claire Pedini entre en 1988, chez Total en tant que Contrôleur de Gestion. Elle devient Responsable de l'introduction et de la cotation du groupe à la Bourse de New York en 1991, puis Directrice de la communication financière en 1992, Directrice du service de presse en 1994 et Directrice du département nouvelles technologies de l'information en 1997. En 1998, elle rejoint Alcatel en tant que Directrice de la communication financière, puis devient successivement Directrice de la communication financière et des relations institutionnelles en 2001, Directrice Financière Adjointe en 2004, Directrice des Ressources humaines et de la Communication en 2006, année au cours de laquelle elle devient membre du Comité exécutif, Directrice des Ressources humaines, de la Communication et de l'Immobilier en 2007 et Directrice Exécutive d'Alcatel-Lucent, Directrice des Ressources humaines et de la Transformation en 2009. Claire Pedini a été administratrice d'Arkema de 2010 à 2016. En juin 2010, elle rejoint le groupe Saint Gobain, où elle est nommée Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines. Elle est Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale depuis janvier 2019.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Ressources humaines et transformation digitale de Saint-Gobain – Membre du Comité exécutif de Saint-Gobain

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant.		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice d'Arkema

PHILIPPE PETITCOLIN, 68 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie et membre du Comité d'audit

Actions détenues

10

Nationalité

Française

Licencié en mathématiques et diplômé du Centre de perfectionnement aux affaires, Philippe Petitcolin débute sa carrière comme responsable export de la société Europrim puis devient responsable de zone export de la filiale d'Alcatel-Alstom, Filotex. En 1982, il est nommé Directeur Commercial Aéronautique de la société Chester Cable aux États-Unis. Il revient au sein de la société Filotex en tant que Directeur Export en 1984. En 1988, il rejoint Labinal comme Directeur Commercial Adjoint avant d'être nommé Directeur Commercial et Marketing de la Division Systèmes Aéronautiques, dont il devient Directeur Général en 1995. De 1999 à 2001, il prend le poste de Directeur Général de la Division Filtrauto de Labinal, qu'il cumule avec celui de Directeur Général de l'activité Matériaux de friction suite au rachat de Filtrauto par Valeo. En mai 2001, il prend des fonctions de Direction Générale de Labinal (devenue Safran Electrical & Power) et en devient Président-Directeur Général en novembre 2004. En 2006, il est nommé Président-Directeur Général de Snecma (devenue Safran Aircraft Engines). De 2011 à 2013, il est nommé Président-Directeur Général des activités défense et sécurité de Safran ainsi que Président-Directeur Général de Safran Electronics & Defense. De juillet 2013 à juillet 2015, il est Président-Directeur Général de Safran Identity & Security. Il est nommé administrateur et Directeur Général de Safran en avril 2015, poste qu'il occupe jusqu'au 31 décembre 2020. À la même date, il devient membre du Board de l'association européenne the Aerospace and Defence Industries (ASD). Il est Vice-président du GIFAS (Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales) et administrateur de Belcan Corporation depuis 2015, administrateur de Pernod Ricard depuis 2019, administrateur de Suez depuis le 1er février 2021 et Président du Conseil d'administration de KNDS depuis le 1er mars 2021.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administrateur de sociétés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président du Conseil d'administration (1)	KNDS	Pays-Bas	
Administrateur (2)	Suez	France	C
Administrateur	Pernod Ricard	France	C
Administrateur	Belcan Corporation	États-Unis	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur et Directeur Général de Safran

(1) Depuis le 1er mars 2021.

(2) Depuis le 1er février 2021.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Michèle ROUSSEAU, 63 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

30 septembre 2016

Dernier renouvellement

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et ingénieur général des mines, Michèle Rousseau a débuté sa carrière à la DRIRE Nord-Pas de Calais en qualité de Chef de la Division Environnement. Elle a rejoint successivement le ministère de l'Environnement pour s'occuper de déchets, puis celui de l'industrie où elle occupe les postes de Directeur Adjoint de la Direction de la sûreté des installations nucléaires, en charge du contrôle du parc nucléaire d'EDF. Elle rejoint ensuite l'Agence Nationale pour la Valorisation de la Recherche (ANVAR), en qualité de Directrice générale adjointe, où elle a conduit les politiques d'aide aux projets innovants des PME, puis le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, en qualité de Directrice de la demande et des marchés énergétiques. Ses principales missions furent l'élaboration du nouveau cadre législatif et réglementaire dû à l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz et le développement des économies d'énergie et des énergies. Ayant réintégré le ministère de l'Écologie et du Développement durable, en qualité de Secrétaire Générale, elle a été nommée en 2008 Directrice, Commissaire générale adjointe au développement durable, en charge notamment de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. En 2011, elle a été nommée Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, avant de rejoindre en 2016 le Conseil général de l'environnement et du développement durable où elle a été Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France. Michèle Rousseau est Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières depuis mars 2017 et administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) depuis 2019.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Présidente du Conseil d'administration	Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM	France
Administratrice	Agence Nationale de la Recherche (ANR)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts de France au sein du Conseil général de l'environnement du développement durable
- Administratrice de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA)

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Martin VIAL, 67 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil

9 septembre 2015

Dernier renouvellement

21 novembre 2018

Échéance du mandat en cours

20 novembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et de l'École Nationale Supérieure des Postes et Télécommunications, Martin Vial a débuté sa carrière en tant qu'administrateur des PTT à la Direction Financière de la Direction Générale des Postes. Il rejoint, en 1986, la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances. De 1988 à 1993, il est successivement Conseiller technique, Directeur Adjoint puis Directeur des Cabinets du ministre des Postes et Télécommunications et de l'Espace, du ministre de l'Équipement, du Logement, des Transports et de l'Espace, et enfin du ministre des PTT. En 1993, Martin Vial est nommé Président-Directeur Général de l'Aérospostale, compagnie aérienne filiale commune d'Air France, de la Poste et de TAT, et il est élu Président de la Chambre Syndicale du Transport Aérien et de la Fédération Nationale de l'Aviation Marchande. Fin 1997, il devient Directeur Général du groupe La Poste. En septembre 2000, il est nommé Président du Groupe La Poste et parallèlement Vice-président de la Caisse Nationale de Prévoyance (CNP). Martin Vial rejoint la Cour des Comptes en septembre 2002 en qualité de conseiller-maître. De 2003 à 2014, il est Directeur Général du groupe Europ Assistance, leader mondial du marché de l'assistance et Directeur Général et administrateur de Europ Assistance Holding. Il assure également la présidence de plusieurs Conseils d'administration des sociétés du groupe Europ Assistance. En janvier 2015, il fonde la société Premium Care, société d'assistance aux personnes âgées. Commissaire aux Participations de l'État depuis août 2015, Martin Vial est administrateur de Renault, Bpifrance et Air France.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	Air France KLM	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de Thales

À l'étranger

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Claire BORDENAVE, 58 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et titulaire d'un master 2 de l'Institut national des sciences et techniques nucléaires, Claire Bordenave a débuté sa carrière dans les Industries Électriques et Gazières à la Direction Économique et Commerciale de Gaz de France en 1988 en tant qu'ingénieur d'affaires. Elle a été responsable du développement de projets et de négociation en France et à l'international, ainsi que d'études stratégiques et économiques. Elle est actuellement chargée d'études à la Direction Stratégie Groupe d'EDF, membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2011 et du Conseil économique social et environnemental depuis 2018. Claire Bordenave est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Analyste Senior à la Direction Stratégie Groupe d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Conseillère	Conseil économique social et environnemental	France
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Présidente de la commission Environnement & Transition Énergétique du Conseil économique social et environnement de la Région Île-de France
- Administratrice de la CNIEG

Jacky CHORIN, 61 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014 (1)

Dernier renouvellement

23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

316 (2)

Nationalité

Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et docteur en Droit, Jacky Chorin a débuté sa carrière à EDF en qualité de juriste au Service central de la Direction de l'Équipement en 1983. Il est actuellement chargé de mission auprès du Directeur des Ressources Humaines de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF. Membre du Conseil national de la transition écologique de 2014 à 2016, il est membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2012. Jacky Chorin avait été administrateur d'EDF de septembre 2004 à novembre 2009, avant d'être réélu en 2014. Il est parrainé par Force Ouvrière (FO).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Membre du Conseil national de la transition écologique
- Membre du Conseil économique, social et environnemental

(1) Jacky Chorin avait été préalablement administrateur d'EDF (EPIC puis société anonyme) de septembre 2004 à novembre 2009.

(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

KARINE GRANGER, 53 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues

25

Nationalité

Française

Diplômée de l'Institut Universitaire de Technologie du Creusot, Karine Granger a débuté son parcours professionnel en 1987 au laboratoire optronique et aéronautique de SAT SAGEM, puis a poursuivi son expérience professionnelle dans le groupe GEC ALSTOM avant d'intégrer EDF en 1992 au Centre d'Ingénierie Thermique. En 2004, elle est détachée auprès d'EDISON pour la réalisation d'un cycle combiné Gaz en Calabre. De retour en France, elle est en charge de l'estimation de coûts des investissements au Centre d'Ingénierie Hydraulique. À cet effet, elle met en place et anime un réseau d'estimateurs au sein de la Division Production Ingénierie toutes filières confondues. En 2014, elle est nommée Directrice Générale d'EDF Cameroun dans le cadre d'un partenariat public-privé pour le développement d'un projet hydraulique de 420 MW. Elle est nommée par le Premier ministre en tant que Conseillère du Commerce Extérieur pour la France au Cameroun en 2016. De retour en France, Karine Granger devient Conseillère Énergie à la FNME CGT en charge des questions industrielles. En 2020, elle a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Elle est par ailleurs membre du Conseil supérieur de l'énergie et du Conseil économique, social et environnemental régional (CESER) Auvergne-Rhône-Alpes. Karine Granger est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargée de mission Contrôle de Gestion Opérationnel EDF Hydro

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France
Conseillère	CESER Auvergne-Rhône-Alpes	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

Jean-Paul RIGNAC, 58 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés
Date de nomination au Conseil
1er novembre 2007
Dernier renouvellement
23 novembre 2019
Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023
Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit
Actions détenues
0
Nationalité
Française

Titulaire d'un doctorat de l'Institut National polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie, Jean-Paul Rignac a rejoint EDF en 1991. Il a occupé la fonction de Secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche & Développement durant cinq années. ingénieur-chercheur à la Direction Recherche & Développement d'EDF (Centre des Renardières) il travaille actuellement sur l'efficacité énergétique autour du chauffage/climatisation/qualité d'air dans les bâtiments industriels et les salles propres. Jean-Paul Rignac est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Ingénieur-Chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

VINCENT RODET, 55 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés
Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019
Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023
Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de la stratégie, du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise
Actions détenues
2 905 (1)
Nationalité
Française

Titulaire d'un DESS de sociologie des organisations de l'Université Lyon II, Vincent Rodet a débuté sa carrière en 1987 comme informaticien aux mouvements d'énergies (RTE), puis intègre en 1995 le pôle Consultance du service, à l'époque mutualisé, prestant pour EDF et Gaz de France. Il est de 2007 à 2014 Délégué Syndical Central CFDT EDF SA et coordinateur CFDT groupe EDF. Il siège, à ce titre, au Comité Groupe France et au Comité Européen. De 2014 à 2018 il pilote la délégation CFDT en responsabilité sur le dialogue social de branche des Industries Électriques et Gazières. Membre du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN) en 2018, il participe aux travaux autour de la reconsolidation de la filière nucléaire et suit plus largement le processus de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour la CFDT. En 2020, il a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Vincent Rodet est parrainé par la CFDT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- *Manager* opérateurs RH, Missions particulières au sein de l'Unité de Professionnalisation et de Performances industrielles

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Comité stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Christian TAXIL, 45 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés
Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014
Dernier renouvellement
23 novembre 2019
Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023
Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie
Actions détenues
1 360 (1)
Nationalité
Française

Diplômé de l'Executive MBA de l'ESCP Europe et ancien élève de l'École des Mines de Douai, Christian Taxil a débuté sa carrière en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans des fonctions de *management* clientèle collectivités locales et concessionnaire. De 2004 à 2008, il est en charge du dialogue social de la branche des Industries Électriques et Gazières au sein de l'équipe dirigeante de la Fédération CFE-CGC Énergies. En 2008, il intègre la Direction de l'Audit du groupe EDF avant d'être élu, de juin 2009 à septembre 2014, Secrétaire Général de la Fédération CFE-CGC Énergies. Il est actuellement Responsable Grands Comptes au sein de la Direction Commerce et Marketing de Dalkia. En 2018, Christian Taxil a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Christian Taxil est parrainé par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Responsable Grands Comptes à la Direction Commerce & Marketing de Dalkia

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Élu du Bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val d'Oise (SMDEGTVO)

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le réglement intérieur www.edf.fr du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités qu'il a constitués exercent leurs missions. Il précise le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Il est régulièrement mis à jour, notamment pour tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du code AFEP-MEDEF (voir la section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »).

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil

Les statuts d'EDF fixent la durée du mandat des administrateurs à quatre ans (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration, soit pour un mandat de quatre ans.

Depuis 2019, le Conseil d'administration, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret, se renouvelle par roulement, en application de l'article 13 des statuts d'EDF, de manière telle que ce roulement porte sur la moitié (ou sur le nombre entier le plus proche) des administrateurs élus par l'Assemblée générale tous les deux ans et que le renouvellement du Conseil soit complet, pour les administrateurs concernés, à l'issue de chaque période de quatre ans. En application de ces dispositions statutaires, l'Assemblée générale des actionnaires réunie le 7 mai 2020 a renouvelé le mandat d'administratrice de Claire Pedini, pour une durée de 3 années, par dérogation à la durée statutaire du mandat de 4 ans, afin de maintenir le renouvellement échelonné du Conseil (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément aux articles 12 et 25 de la loi de démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du Tribunal de Grande Instance rendue en la forme d'un référé à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, assurent un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social exécutif et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014.
En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. Le mandat de Président-Directeur Général de Jean-Bernard Lévy a été renouvelé, au terme de ce processus, par décret du 22 mai 2019.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant. En application de ce texte, Jean-Bernard Lévy a été nommé, par décision ministérielle du 16 mai 2019, Président-Directeur Général de la Société par intérim à compter du 16 mai 2019 et jusqu'au 22 mai 2019.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

4.2.2.3 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Aux termes du règlement intérieur du Conseil, les administrateurs se réunissent en outre une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire *ad hoc*. Enfin, le règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit qu'est organisée chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), dont la présidence est assurée par le Président du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité et la raison d'être de la Société, adoptée en 2020 (voir la section 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités »), dont il suivra régulièrement le déploiement. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Le Conseil délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société, le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre par la Société ou le Groupe pour respecter les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la 7.1.6.2 « Service public en France »), la stratégie du Groupe en matière de cycle du combustible nucléaire, de gaz et d'énergies renouvelables et le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »). Il examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux, ainsi que les mesures prises en conséquence. Dans ce cadre, il examine en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe et ses activités.

Le Conseil s'assure de la mise en œuvre par la Société d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence et d'une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »). Il délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale, en application des dispositions de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce, et il définit les orientations stratégiques de la Société soumises au Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du Code du travail.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour autoriser les opérations suivantes, préalablement à leur mise en œuvre :

- les opérations de croissance externe (investissements, fusions et acquisitions), de désinvestissement, de croissance organique, ainsi que les opérations boursières, réalisés par la Société ou l'une de ses filiales, qui représentent une exposition financière globale pour la Société ou le Groupe supérieure à 350 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ou du Groupe ;
- les programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants, de la Société et de l'une de ses filiales, de montant supérieur à 350 millions d'euros par programme ;
- les opérations dans le domaine immobilier, réalisées par la Société ou l'une de ses filiales, supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières (emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture) dès lors que leur montant excède 5 milliards d'euros (ou la contre-valeur de cette somme en devises) ;
- les contrats et marchés (de fournitures, travaux ou services) conclus par la Société, dont le montant, en ce compris le cas échéant leurs avenants successifs, excède 350 millions d'euros, ou est compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces contrats correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou une de ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information *a posteriori* du Conseil) et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et de quotas de CO_2 ;
- les accords stratégiques à conclure par la Société constituant des engagements fermes et irrévocables de coopération ou de partenariat avec un ou plusieurs partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies de la part du Groupe et constituant des enjeux majeurs pour le Groupe.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF et se prononce notamment sur la gestion actif-passif et la stratégie d'allocation des actifs. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »).

En application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, le Commissaire du Gouvernement peut s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).

4.2.2.4 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Nombre total d'administrateurs	18
Nombre d'administrateurs indépendants	5
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	41,7 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir ce calcul.

Le tableau ci-après rappelle les critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF :

Critères d'indépendance
Critère 1 : Salarié ou mandataire social au cours des cinq années précédentes Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société, salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur d'une société que la Société consolide, ou salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.
Critère 2 : Mandats croisés Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de 5 ans) détient un mandat d'administrateur.
Critère 3 : Relations d'affaires significatives Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil significatif de la Société ou de son Groupe, ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité. L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport annuel.
Critère 4 : Lien familial Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.
Critère 5 : Commissaire aux comptes Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes.
Critère 6 : Durée de mandat supérieure à 12 ans Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans, la perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date des douze ans.
Critère 7 : Rémunération variable ou liée à la performance Ne pas percevoir de rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.
Critère 8 : Actionnaire important Un administrateur représentant un actionnaire important de la Société ou sa société mère peut être considéré comme indépendant dès lors que cet actionnaire ne participe pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10 % en capital ou en droits de vote, le Conseil s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la composition du Conseil ou de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Lors de la réunion du 7 février 2020, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance (voir la section 4.2.3 « Les Comités du Conseil d'administration ») avait examiné la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF. Le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 13 février 2020, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crémel et Petitcolin.

Lors de sa réunion du 9 février 2021, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF.

Le Comité a constaté que M. Jean-Bernard Lévy, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, ne peut être considéré comme administrateur indépendant (critère n° 1).

Les administrateurs nommés sur proposition de l'État en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique « représentent », en vertu de ce texte, « les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire ». Au vu des critères fixés par le code AFEP-MEDEF, ces administrateurs ne peuvent être considérés comme indépendants (critère n° 8). Il en est de même du Représentant de l'État nommé en application des dispositions de l'article 2 de l'ordonnance du 20 août 2014, en sa qualité de représentant de l'actionnaire majoritaire d'EDF (critère n° 8).

Enfin, les administrateurs représentant les salariés ne font pas l'objet d'une évaluation, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

S'agissant plus particulièrement des relations d'affaires, le Comité a examiné la situation de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crémel et Petitcolin au regard du critère n° 3 prévu par le code AFEP-MEDEF. Le Comité a en particulier examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles ces personnes exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, sur un plan quantitatif (importance des relations d'affaires pouvant exister entre la Société et ces sociétés et leurs groupes et des flux d'affaires recensés au cours de l'exercice 2020), ainsi que sur un plan qualitatif (position de la personne dans les sociétés concernées, nature des relations d'affaires, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il en ressort qu'aucune des sociétés dans lesquelles Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et Messieurs Crémel et Petitcolin exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels ces sociétés appartiennent, ne peuvent être qualifiés de client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement ou conseil significatifs du groupe EDF et qu'EDF ne peut être considéré comme client ou fournisseur significatif de ces sociétés ou de leurs groupes. À l'issue de ces analyses, le Comité a donc conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant de ces personnes.

Après avis du Comité, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 17 février 2021, à l'évaluation de la situation individuelle de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crémel et Petitcolin et a confirmé leur indépendance au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF, le Conseil ayant estimé qu'aucun d'entre eux n'entretient de relation avec la Société, son Groupe ou sa direction de nature à compromettre l'exercice de sa liberté de jugement.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs qualifiés d'indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul, conformément au code AFEP-MEDEF, soit une proportion supérieure aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Colette Lewiner	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Laurence Parisot	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Claire Pedini	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Bruno Crémel	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Philippe Petitcolin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant

✓ *: Signifie que le critère est satisfait.*

4.2.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier notamment que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues.

Tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe indépendant, sous la Direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Évaluation annuelle 2019

L'évaluation annuelle 2019 a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses données par les administrateurs, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives, des propositions d'évolution et de faire part de leurs attentes pour l'exercice 2020. Ce questionnaire a été complété de manière anonyme par les administrateurs et les résultats de l'évaluation ont été présentés et débattus lors d'une *executive session*(1) réunie le 12 décembre 2019.

Évaluation triennale 2020

La dernière évaluation externe avait été menée en 2016 par un conseil indépendant, sous le pilotage du Comité en charge de la gouvernance. Dans ce cadre, une évaluation de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil avait été réalisée.

Compte tenu des modifications importantes intervenues dans la composition du Conseil d'administration au cours de l'exercice 2019, il a été décidé de reporter d'un an l'évaluation externe du Conseil et des Comités, qui a donc été réalisée en 2020. Cette évaluation a été confiée à un conseil indépendant, sélectionné à l'issue d'une procédure d'appel d'offres menée sous le pilotage du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance. L'évaluation a été réalisée au troisième trimestre 2020, par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs sur la base d'un questionnaire et d'un guide d'entretien élaborés par le conseil indépendant, en lien avec la Présidente du Comité.

Les conclusions de cette évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance le 9 décembre 2020, avant d'être présentées au Conseil le 16 décembre 2020.

Il ressort des résultats de cette évaluation que les administrateurs estiment que la qualité des travaux du Conseil et de ses Comités a continué de s'améliorer au cours des dernières années. Le Conseil est jugé professionnel et investi par ses membres. La qualité de l'ensemble des administrateurs et la diversité d'opinions représentées sont appréciées. La dynamique d'échanges, s'appuyant notamment sur la transparence des informations fournies et l'engagement des membres, est jugée constructive. Les administrateurs estiment que le fonctionnement et l'organisation des travaux du Conseil et des Comités sont rigoureux et adaptés à la complexité de la Société.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figurent notamment des actions visant à prioriser les travaux du Conseil, en poursuivant la réflexion sur une sélection des sujets abordés, mieux contribuer au suivi des grands risques opérationnels du Groupe et enfin renforcer encore la contribution du Conseil et des Comités sur les sujets structurants, notamment grâce à un renforcement des compétences du Conseil dans les domaines de la direction générale de grandes entreprises, dans le secteur de l'énergie et éventuellement à l'international.

Dans le cadre de l'évaluation externe 2020, une évaluation de la contribution individuelle des administrateurs aux travaux du Conseil a été menée. Elle a donné lieu, comme en 2016, à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le consultant indépendant auprès de chacun des administrateurs.

4.2.2.6 Information et formation des administrateurs – Digitalisation

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent des informations nécessaires à l'exercice de leur mission. Ces informations leur sont transmises dans des délais leur permettant d'exercer leur mission dans les meilleures conditions.

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie, les engagements hors bilan de la Société et du Groupe et la performance des principales filiales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, ainsi que sur la politique en matière d'achats et de ressources humaines. Le Conseil d'administration est par ailleurs informé régulièrement de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est régulièrement remis aux administrateurs. La Société leur fournit également un suivi trimestriel d'indicateurs clés concernant EDF et le Groupe, et plus généralement toute information utile entre les séances du Conseil, si l'importance ou l'urgence de l'information le requiert.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe, y compris hors la présence du Président, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

Enfin, chaque administrateur peut bénéficier d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leur secteur d'activité, ainsi que sur les thèmes spécifiques entrant dans les compétences des Comités au sein desquels ils siègent. Des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu peuvent également être organisées, de même que toutes formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

Depuis 2016, le Conseil d'administration s'est doté d'une plateforme digitale, qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et des Comités. Depuis 2020, dans le contexte de la crise sanitaire, le Conseil a recours à un outil de visioconférence sécurisé pour ses réunions lorsque celles-ci de tiennent à distance.

4.2.2.7 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir en toute circonstance dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir aussi la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts ») et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité, exercer leur mandat avec diligence et assiduité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les administrateurs et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Outre le droit d'obtenir communication des documents et informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission, les administrateurs ont également le devoir de demander l'information qu'ils jugent indispensable pour le bon exercice de leur mandat.

Aux termes du règlement intérieur, chaque administrateur s'engage à vérifier que sa situation est conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF en matière de cumul de mandats et à tenir le Conseil informé des mandats qu'il exerce dans d'autres sociétés. Le Président-Directeur Général est par ailleurs tenu d'informer le Conseil d'administration préalablement à l'acceptation d'un mandat dans une société cotée.

(1) Réunion hors la présence du Président-Directeur Général.

4.2.2.8 Activité du Conseil d'administration en 2020

	2020	2019
Nombre de réunions	9*	12*
Taux moyen de présence	96,3 %	91,7 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 27 minutes	2 heures et 40 minutes

* *S'ajoute à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée.*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel des administrateurs au cours de l'exercice 2020 :

Administrateurs	Taux moyen de présence en 2020
Jean-Bernard Lévy	100 %
Véronique Bédague-Hamilius	100 %
Claire Bordenave	100 %
Jacky Chorin	89 %
Bruno Crémel	100 %
François Delattre	89 %
Gilles Denoyel	100 %
Karine Granger	89 %
Marie-Christine Lepetit	89 %
Colette Lewiner	100 %
Laurence Parisot	100 %
Claire Pedini	100 %
Philippe Petitcolin	78 %
Jean-Paul Rignac	100 %
Vincent Rodet	100 %
Michèle Rousseau	100 %
Christian Taxil	100 %
Martin Vial	100 %

En 2020, le Conseil d'administration a notamment examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, le projet de raison d'être d'EDF, après avis du Comité de responsabilité d'entreprise et avant soumission à l'Assemblée générale du 7 mai 2020, la stratégie commerciale d'EDF, la poursuite du programme EPR2 et les perspectives en matière de nouveau nucléaire français, la stratégie et les perspectives d'Enedis, le plan stratégique d'entreprise en application de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »), la décision finale d'investissement concernant le projet éolien en mer de Fécamp, le projet de construction de la centrale du Larivot en Guyane, l'émission d'OCEANE vertes, l'évolution du projet de cession de l'activité Exploration & Production d'Edison, l'avancement de la mise en œuvre du plan Excell et des projets d'EPR de Flamanville, Hinkley Point C et Sizewell C, ainsi que du programme du Grand Carénage, la stratégie de la Société en matière de cycle du combustible nucléaire, l'avancement du projet Ecocombust, la politique d'EDF en matière d'égalité professionnelle et salariale, les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité économique et social central d'EDF et les conclusions de l'évaluation externe du Conseil et de ses Comités (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

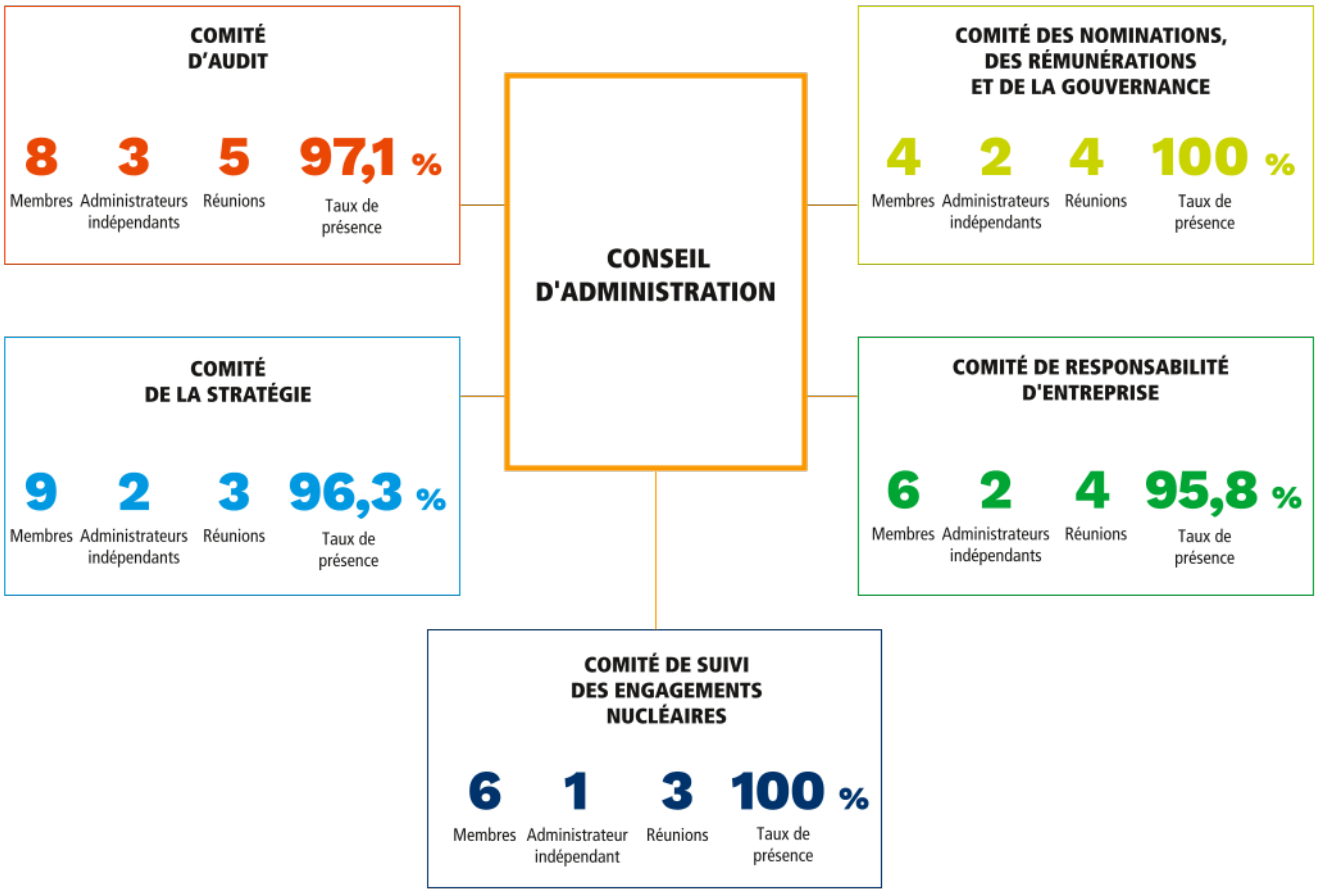
Le Conseil a tenu en mars 2020 une réunion extraordinaire consacrée spécifiquement à la gestion de la crise sanitaire et aux plans de continuité d'activité du Groupe. Des points d'information sur la situation de la Société, du Groupe et des salariés dans le contexte de la crise ont ensuite été faits à chaque séance du Conseil au cours de l'exercice écoulé, ainsi que sur l'impact de la crise sur le parc nucléaire français et les grands projets du Groupe. Le Conseil a ainsi pu s'assurer que la continuité de l'activité du Groupe était assurée dans les meilleures conditions possibles, que l'évolution des risques majeurs du Groupe était suivie étroitement dans ce contexte et que la santé des salariés était préservée.

Les administrateurs se réunissent par ailleurs une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire *ad hoc*. Lors du séminaire stratégique 2020, le Conseil a débattu des engagements et opportunités liés à la neutralité carbone en 2050, de la stratégie des comparables et des pétroliers en Europe, des scénarios de décarbonation du mix français à l'horizon 2050 et des perspectives et du plan d'actions du Groupe en matière de mobilité électrique et d'hydrogène décarboné dans le cadre de la décarbonation du secteur des transports.

Enfin, le règlement intérieur du Conseil prévoit qu'est organisée chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), dont la présidence est assurée par la Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »). Compte tenu des difficultés liées à la crise sanitaire au cours de l'exercice 2020, l'*executive session* a été reportée au premier trimestre 2021, si les conditions sanitaires le permettent, les administrateurs ayant estimé qu'il était préférable de tenir cette réunion en présentiel.

4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration

Présentation des Comités[1]



Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que chaque Comité comprend au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- Mme Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- M. Gilles Denoyel pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- Mme Claire Pedini pour le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- Mme Colette Lewiner pour le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société peuvent assister aux réunions des Comités. Le Commissaire du Gouvernement peut s'y faire représenter.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de rapports oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du Conseil d'administration, et de comptes-rendus écrits.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que les Comités se réunissent dans un délai suffisant avant la réunion du Conseil dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans leurs missions.

Les Comités peuvent convier à leurs réunions les dirigeants de la Société, y compris le Président-Directeur Général. Ils peuvent entendre d'autres personnes, internes ou externes à la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général et à charge d'en rendre compte au Conseil. Ils peuvent également, après en avoir informé le Président-Directeur Général, décider de recourir à des études techniques et des expertises externes sur des sujets relevant de leur compétence, dont le coût est pris en charge par la Société, et à charge d'en rendre compte au Conseil.

En 2020, le taux moyen de présence global dans les Comités s'est élevé à 97,9 %. Les taux moyens de présence par Comité sont précisés aux sections 4.2.3.1 à 4.2.3.5 ci-après.

(1) Données relatives à l'exercice 2020, à l'exception de celles concernant la composition des Comités, qui sont données à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel.

Le tableau ci-dessous présente les taux de présence individuels des membres des Comités au cours de l'exercice 2020 :

Taux de présence individuel des administrateurs en 2020	Comité d'audit	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de la stratégie	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Jean-Bernard Lévy			100 %		
Véronique Bédague-Hamilius				100 %	
Claire Bordenave				100 %	
Jacky Chorin	100 %		67 %	100 %	
Bruno Crémel	100 %				
François Delattre			100 %		
Gilles Denoyel		100 %			
Karine Granger		100 %	100 %		100 %
Marie-Christine Lepetit	100 %	100 %			
Colette Lewiner	80 %	100 %			100 %
Laurence Parisot			100 %	75 %	
Claire Pedini				100 %	100 %
Philippe Petitcolin			100 %		
Jean-Paul Rignac	100 %				
Vincent Rodet	100 %	100 %	100 %	100 %	
Michèle Rousseau		100 %			
Christian Taxil	100 %		100 %		
Martin Vial			100 %		100 %

4.2.3.1 Comité d'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF, le Comité d'audit ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif et compte plus de deux tiers d'administrateurs indépendants.

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité d'audit		
Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
Bruno Crémel	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Colette Lewiner	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Philippe Petitcolin *	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés

**M. Philippe Petitcolin a été nommé membre du Comité d'audit par le Conseil d'administration le 17 février 2021*

Nombre de membres	8
Nombre d'administrateurs indépendants	3
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	75 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. L'article 16.1 du code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité d'audit aient une compétence financière ou comptable, que la reconduction du Président du Comité fasse l'objet d'un examen particulier de la part du Conseil et enfin que la part des administrateurs indépendants au sein du Comité soit au moins de deux tiers, hors administrateurs représentant les salariés.

Le Conseil d'administration réuni le 16 mai 2019, à l'issue de l'Assemblée générale, avait réexaminé la composition des Comités, compte tenu des évolutions intervenues dans la composition du Conseil. S'agissant du Comité d'audit, le Conseil avait constaté en particulier que Mme Lepetit, dont la reconduction en qualité de Présidente du Comité d'audit était proposée, ainsi que Mme Lewiner et M. Crémel, présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit du 22 juillet 2010. Le Conseil avait donc constaté que Mme Lewiner et M. Crémel répondaient à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.4 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a nommé M. Petitcolin membre du Comité d'audit et constaté que celui-ci présente des compétences en matière financière et comptable. M. Petitcolin répond donc également à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.4 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Missions

Le Comité d'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 823-19 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité d'audit est notamment chargé des missions suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et formuler toute recommandation pour en garantir l'intégrité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques et de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- suivre la réalisation de la mission des Commissaires aux comptes, s'assurer de leur indépendance et approuver la fourniture des services mentionnés à l'article L. 822-11-2 du Code de commerce.

Dans le cadre de ces missions, il examine et donne notamment son avis au Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, et les rapports financiers afférents ;
- le suivi des risques et le contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changement climatique, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne) ; dans ce cadre, il s'assure, en lien avec le Comité de responsabilité d'entreprise, de l'existence de dispositifs de contrôle interne et de gestion des principaux risques en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise ;
- l'audit (programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices, plans d'actions, suivi de leur mise en œuvre) ;
- le contrôle des Commissaires aux comptes (pilotage de la procédure de sélection des Commissaires aux comptes, suivi de la réalisation de leur mission en tenant compte, le cas échéant, des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux comptes, vérification du respect par les Commissaires aux comptes des conditions d'indépendance prévues par les textes applicables, avis sur le montant des honoraires, approbation de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes selon une procédure approuvée par le Conseil d'administration le 3 novembre 2016) ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de désinvestissement qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux d'audit ou d'examen limité. Outre les réunions du Comité d'audit consacrées à l'examen des comptes annuels et semestriels, les Commissaires aux comptes assistent également aux réunions consacrées au suivi des risques et du contrôle interne et à l'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2020

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2019 et 2020 :

	2020	2019
Nombre de réunions	5	6
Taux moyen de présence	97,1 %	100 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 7 minutes	2 heures et 31 minutes

En 2020, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels et les rapports financiers afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes de leur plan d'audit 2020 et des points essentiels des conclusions de leurs diligences, le budget 2021 et le PMT 2021-2023, la revue de la valeur des actifs et la méthodologie de détermination du taux d'actualisation des provisions nucléaires dans la perspective de l'arrêté des comptes 2020, les engagements hors bilan, la mise à jour de la cartographie des risques tenant compte de la réévaluation des risques à la suite de la crise sanitaire, les méthodes de suivi et de contrôle des risques et les actions de progrès identifiées, le programme d'audit, la synthèse des audits internes et le suivi des plans d'actions mis en œuvre, le mandat annuel de gestion financière et de maîtrise des risques financiers et la synthèse annuelle sur les risques de contrepartie du Groupe.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé en 2020 la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau de services autres que la certification des comptes et il lui a été rendu compte semestriellement des services fournis dans le cadre des pré-approbations prévues aux termes de cette procédure.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2020.

4.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de suivi des engagements nucléaires à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de suivi des engagements nucléaires

Gilles Denoyel	Président	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Colette Lewiner	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Nombre de membres	6
Nombre d'administrateurs indépendants	1
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	25 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) a été institué par l'article 9 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Il a pour mission de suivre l'évaluation des passifs nucléaires et l'évolution des provisions correspondantes, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, d'examiner les résultats de la gestion des actifs constitués par la Société et de vérifier la conformité de cette gestion aux règles de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. Il donne un avis au Conseil sur le dispositif de contrôle interne du financement des charges de démantèlement des installations et de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs mentionnées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement.

Le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil[1], qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs dédiés non cotés pour tout projet d'un montant unitaire supérieur à 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) d'un montant unitaire supérieur à 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Activité en 2020

	2020	2019
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de présence	100 %	94,4 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 11 minutes	2 heures et 45 minutes

En 2020, le Comité a examiné en particulier la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires, la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés, les travaux et réflexions sur les évolutions de l'allocation stratégique incluse dans la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés, la lettre d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, le suivi des risques liés aux actifs dédiés, l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et des projets de Centre industriel de stockage géologique (CIGEO) et d'Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » et la charte investisseur responsable des actifs dédiés).

Les Commissaires aux comptes assistent aux réunions du Comité.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2020.

(1) Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés par le Conseil d'administration le 19 novembre 2019 pour trois ans après avis du CSEN.

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel. Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie peuvent participer à ses réunions.

Composition du Comité de la stratégie

Jean-Bernard Lévy	Président	Président-Directeur Général, administrateur nommé par l'Assemblée générale
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
François Delattre	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Laurence Parisot	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

Missions

Le Comité de la stratégie examine et/ou donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, et en particulier sur le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre pour décliner les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »), les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF, le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »), les accords stratégiques, les alliances et partenariats, ainsi que la politique en matière de recherche et développement.

Activité en 2020

	2020	2019
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de présence*	96,3 %	96,3 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 13 minutes	3 heures et 5 minutes

* *Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les membres du Conseil pouvant par ailleurs participer aux réunions).*

En 2020, le Comité a examiné en particulier la performance et les perspectives d'EDF Renouvelables, la stratégie du Pôle Clients, Services et Territoires d'EDF et la stratégie BtoB du Groupe, les orientations stratégiques de Dalkia, l'impact de la crise sanitaire sur le programme industriel du parc nucléaire français et le passage de l'hiver 2020-2021, les principales hypothèses du plan moyen terme 2021-2023, les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF, ainsi que la politique du Groupe en matière de Recherche & Développement.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2020.

4.2.3.4 Comité de responsabilité d'entreprise

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de responsabilité d'entreprise à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Véronique Bédague-Hamilius*	Membre	Administratrice nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Claire Bordenave	Membre	Administratrice élue par les salariés
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
Laurence Parisot	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés

* *Mme Véronique Bédague-Hamilius a été nommée membre du Comité par le Conseil le 2 avril 2020.*

Nombre de membres	6
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise. Il examine la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique. Il s'assure, en lien avec le Comité d'audit, de l'existence de dispositifs d'identification et de gestion des principaux risques dans ces domaines et de la conformité avec les dispositifs légaux et réglementaires.

Dans le cadre de ses missions, il examine notamment les éléments constituant la déclaration de performance extra-financière incluse dans le rapport de gestion en application du Code de commerce, en lien avec le Comité d'audit, le *reporting* annuel éthique et conformité, le rapport annuel du médiateur d'EDF ainsi que les rapports annuels de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique (voir les sections 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique » et 1.4.1.1.2.2 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

Le Comité donne son avis au Conseil sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes.

Conformément aux meilleures pratiques de place et aux attentes des parties prenantes vis-à-vis de la gouvernance des enjeux climatiques, la Société a encore renforcé sa gouvernance en matière de climat en 2020 en désignant un Référent Climat au sein du Conseil d'administration. En complément des missions déjà allouées au Conseil, au Comité de responsabilité d'entreprise et au Comité d'audit en matière suivi des risques et opportunités liés au changement climatique, la fonction de Référent Climat au sein du Conseil d'EDF a été confiée à la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise. En tant que Référente Climat, et en cohérence avec la raison d'être d'EDF, la Présidente du Comité est chargée de :

- Veiller, en lien avec le Président du Conseil d'administration et le Référent Climat du Comité exécutif (voir la section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »), à ce que le Conseil d'administration identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique ;
- Informer régulièrement le Conseil de la stratégie climat de la Société, après présentation au Comité de responsabilité d'entreprise par le Référent Climat du Comité exécutif ;
- Veiller, en lien avec le Président du Conseil d'administration, à ce que le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil examinent régulièrement la mise en œuvre de la trajectoire neutralité carbone du Groupe adoptée par le Comité exécutif ;
- Prendre connaissance, dans le cadre de l'exécution des missions du Comité de responsabilité d'entreprise, de la manière dont le Groupe applique les recommandations de la *Taskforce on Climate related Financial* Disclosures (TCFD) (voir les sections 3.1 « Neutralité carbone et climat » et 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF ») et rend compte des risques liés au climat.

Le Comité peut soumettre au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent.

Activité en 2020

	2020	2019
Nombre de réunions	4	8
Taux moyen de présence	95,8 %	87,5 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 23 minutes	1 heure et 20 minutes

En 2020, le Comité a examiné en particulier le projet de raison d'être d'EDF, avant son adoption par le Conseil d'administration et sa soumission à l'Assemblée générale du 7 mai 2020 (voir la section 1.2.3 « Faits marquants de l'année »), la mise en œuvre du devoir de vigilance par le Groupe et les risques associés, la déclaration de performance extra-financière 2019 incluse dans le rapport de gestion 2019, la trajectoire neutralité carbone 2050, les engagements du Groupe en matière de biodiversité, les résultats de l'enquête « My EDF » 2019, le rapport 2019 du Médiateur d'EDF, la politique d'EDF et le bilan en matière d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes, le projet de politique de mixité des instances dirigeantes d'EDF avant son approbation par le Conseil (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), la politique et le bilan santé sécurité du Groupe, le bilan annuel éthique et conformité du Groupe, la nouvelle architecture RSE du Groupe, un point sur les nouvelles instances représentatives du personnel et le dialogue social au sein du groupe EDF, ainsi que les rapports 2019 de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2020.

4.2.3.5 Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel :

Composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Colette Lewiner	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

Nombre de membres	4
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil ses recommandations ou ses propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il supervise le processus de sélection des candidats potentiels et peut réaliser ses propres études sur les candidats. Il propose au Conseil la définition d'une politique de diversité appliquée aux administrateurs et ses mises à jour. Il assure le suivi de la mise en œuvre de la politique et des résultats obtenus. Le Comité s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux exécutifs et des membres du Comité exécutif du Groupe. Le Président-Directeur Général est associé aux travaux du Comité pour l'exécution de cette mission, sauf pour ce qui concerne les travaux relatifs à sa propre succession.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur la politique de rémunération des mandataires sociaux visée à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce et sur les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération et les avantages de toute nature du Président-Directeur Général. Il adresse cet avis au Conseil pour délibération. Le Président du Comité adresse également, pour approbation, cet avis au ministre en charge de l'économie. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques ayant modifié le décret du 9 août 1953, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros. Il donne au Conseil son avis sur la politique de rémunération du Comité exécutif du Groupe et des principaux dirigeants, ainsi que sur l'enveloppe et les modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale des actionnaires, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

En matière de gouvernance, le Comité suit les questions relatives au gouvernement d'entreprise et veille à la mise en œuvre, au sein des organes sociaux de la Société, des principes et règles issus notamment du code AFEP-MEDEF. Il peut faire toute proposition concernant l'évolution du fonctionnement ou des pouvoirs du Conseil ou de son règlement intérieur. Il réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et supervise tous les trois ans l'évaluation formalisée réalisée par un consultant externe indépendant. Chaque année, le Comité examine la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF et fait part de ses conclusions au Conseil. En cas de nomination de nouveaux membres au sein du Comité d'audit, il examine la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes. Il examine et donne son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et il en rend compte au Conseil.

Activité en 2020

	2020	2019
Nombre de réunions	4	9
Taux moyen de présence	100 %	86,1 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 22 minutes	24 minutes

En 2020, le Comité a examiné la politique de rémunération des mandataires sociaux (Président-Directeur Général et administrateurs) soumise à l'Assemblée générale du 7 mai 2020 en application de l'article L. 22-10-8 du code de commerce et la politique de rémunération des dirigeants du groupe EDF, la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance du code AFEP-MEDEF, la proposition de renouvellement du mandat d'une administratrice (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), les éléments de gouvernance du rapport de gestion 2019, la politique Talents du groupe EDF et les dispositifs de formation et de développement des dirigeants, la proposition de désignation d'un Référent Climat au sein du Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.4 « Comité de responsabilité d'entreprise »), le choix du conseil indépendant en charge de l'évaluation externe du Conseil et de ses Comités et le bilan de ses travaux avant sa présentation au Conseil d'administration. Début 2021, le Comité a examiné le plan de succession de l'ensemble des membres du Comité exécutif.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2020.

4.3 Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets les plus significatifs en fonction de l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte treize membres et un Secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent ci-dessous.

4.3.1 Composition du Comité exécutif

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonctions
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires. Il supervise Edison et les activités gazières
Bruno Bensasson	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables
Béatrice Buffon	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale (1)
Christophe Carval	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe
Véronique Lacour	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Alexandre Perra	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Alain Tranzer	Délégué général à la Qualité Industrielle et aux Compétences Nucléaires (2)
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

Paul-Marie Dubée assure le Secrétariat du Comité exécutif, il est Directeur en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales.

(1) Béatrice Buffon a succédé à Marianne Laigneau dans ses fonctions à compter du 10 février 2020.
(2) Alain Tranzer a pris ses fonctions en avril 2020.

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marc Benayoun, 54 ans, ancien élève de l'ESSEC, a commencé sa carrière au sein du Groupe Paribas en 1989, avant de rejoindre The Boston Consulting Group en 1993. Il devient Directeur associé au bureau de Paris en 2001 puis au bureau de Moscou en 2008 et occupe au cours de cette période différentes responsabilités dont celle du développement des compétences et activités de la Société dans le domaine du gaz naturel. En 2009, il rejoint le groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix, à la Direction Commerce. Dans ce cadre, il est notamment en charge des discussions relatives à l'évolution des Tarifs Réglementés de Vente. En 2012 il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels. À ce titre, il pilote le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales avec, pour résultat, la reconquête de la position de leader dans un contexte concurrentiel. En 2016, Marc Benayoun devient Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie et prend les fonctions d'administrateur délégué (CEO) d'Edison, le troisième énergéticien italien. Il pilote également les activités du groupe en matière d'approvisionnement gazier, et gère le portefeuille de contrats long terme par gazoduc et voie maritime (gaz liquéfié), ainsi que les actifs nécessaires à leur transport jusqu'aux points de consommation. Depuis juillet 2019, Marc Benayoun est Directeur Exécutif Groupe Clients, Services et Territoires. À ce titre, il occupe les fonctions de Directeur Commerce et supervise les activités liées aux services énergétiques, notamment celles opérées par Dalkia. Marc Benayoun est également membre du Conseil d'administration d'EDF Trading, Président du Conseil d'administration d'Edison et il supervise les activités de la plate-forme d'achat de gaz du groupe EDF, basée en Italie.

Bruno Bensasson, 48 ans, est diplômé de l'École polytechnique et de l'École des mines de Paris. Il a débuté son activité professionnelle en 1998 au sein de l'Autorité de sûreté nucléaire en tant que chef de Division Régionale (Basse et Haute Normandie) puis Directeur de Cabinet du Directeur Général. Il a ensuite occupé de 2004 à 2006 les fonctions de conseiller technique en charge de l'environnement, des nouvelles énergies et de l'énergie nucléaire au cabinet du ministre de l'Industrie, puis de conseiller technique au Secrétariat Général de la Présidence de la République en charge de l'industrie, de l'environnement et des transports. Il a rejoint SUEZ en 2007 comme Directeur des Études Économiques à la Direction du développement et de la stratégie. En 2011, il devient membre du Comité exécutif de GDF SUEZ en tant que Directeur de la Stratégie et du Développement Durable. Il a été nommé Directeur Général de GDF SUEZ Énergie France début 2013 avant de devenir, en juillet 2014, Directeur Général Adjoint de GDF SUEZ Énergie Europe en charge du développement et de la production renouvelables. À partir de 2016, il occupe le poste de Directeur Général Engie Afrique. Depuis mai 2018, Bruno Bensasson est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge du Pôle Énergies Renouvelables et Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables. Il est administrateur de Luminus et d'EDF Trading.

Béatrice Buffon, 46 ans, est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Elle commence sa carrière comme responsable des financements chez COGETHERM, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de projets de cogénération de gaz. En 2001, elle rejoint SIIF Énergies qui deviendra EDF Renouvelables pour devenir directrice de projet en 2003. De 2007 à 2009, elle assure les fonctions de directrice adjointe de POWEO Énergies Renouvelables. Elle revient chez EDF Renouvelables en 2010 en tant que directrice du développement pour les grands projets photovoltaïques au sol, puis devient en 2011 Directrice du Développement de l'Elien *Offshore* France. En 2014, elle devient Directrice Générale Adjointe d'EDF Renouvelables en charge des énergies marines renouvelables et membre du Comité de Direction d'EDF Renouvelables. Elle est Chevalier de l'Ordre national du Mérite. Depuis février 2020, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale d'EDF.

Christophe Carval, 60 ans, titulaire d'un diplôme d'ingénieur en électricité d'HEI Lille, a rejoint le groupe EDF en 1982. Il a occupé plusieurs postes de *management* d'Unité Départementale, Régionale et Interrégionale dans le métier de la distribution d'électricité et de gaz. Il a été chargé, en 2007, du projet de création puis du *management* de la Direction des Services Partagés du groupe EDF avec des enjeux de forte rationalisation et de professionnalisation. Il occupait depuis 2014, le poste de Directeur Ressources Humaines, Santé Sécurité et de la Transformation d'Enedis où il a notamment porté les projets de simplification de la structure de l'entreprise en 25 Directions Régionales et de refonte de son dispositif de gouvernance. Depuis juillet 2017, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe. Il est également Président du Conseil de surveillance d'Enedis et membre des Conseils de surveillance de RTE, de CTE, de Framatome et d'EDF Energy.

Xavier Girre, 52 ans, est diplômé de HEC, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'études politiques de Paris (IEP) et ancien élève de l'ENA. Xavier Girre a commencé sa carrière à la Cour des comptes en 1995, avant de rejoindre le groupe Veolia en 1999, où il a passé douze années et a notamment occupé les postes de Directeur des Risques et de l'Audit du groupe Veolia puis Directeur Général Adjoint en charge des finances de Veolia Transport puis de Veolia Propreté. De 2011 à 2015, il a été DGA et Directeur Financier du groupe La Poste puis Président du Directoire de XAnge Private Equity. Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que Directeur Financier pour la France, avant d'être nommé au Comité exécutif d'EDF. Il est également administrateur d'EDF Energy, d'EDF Renouvelables, de Dalkia, d'Edison, Président du Conseil d'administration d'EDF Trading, membre du Conseil de surveillance d'Enedis, Président-Directeur Général de CTE et Président du Conseil de surveillance de RTE. Xavier Girre est, par ailleurs, administrateur et Président du Comité d'audit de la Française des Jeux. Il est également administrateur indépendant de CNIM. Depuis mars 2016, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière.

Véronique Lacour, 56 ans, est titulaire d'un DESS systèmes d'information de l'université Paris I Panthéon Sorbonne. Elle débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle construit une expérience solide dans les systèmes d'information, avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de Thales. De 2007 à 2009, elle en dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines. Elle rejoint Safran en 2009, où elle occupe successivement les postes de Directeur des Systèmes d'Information de Safran Aircraft Engines (anciennement Snecma), puis de Directrice de la Démarche de Progrès en 2013 afin de piloter le programme d'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directrice des Programmes de Safran Analytics, et participe à la création de cette nouvelle entité dédiée au *big data* qui s'inscrit dans la stratégie de transformation digitale du Groupe. Véronique Lacour a rejoint le Comité exécutif d'EDF le 1er décembre 2016 afin de diriger les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier, de conseil et de services partagés tertiaires et IT. Depuis 2016, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.

Cédric Lewandowski, 51 ans, est diplômé de l'Institut d'études politiques (IEP) de Paris et diplômé d'Études approfondies (DEA) de Géopolitique (Paris-VIII). Cédric Lewandowski a débuté sa carrière à EDF en 1998 en tant que Chef du cabinet du Président d'EDF de 1998 à 2004, puis Directeur des Transports et des Véhicules Électriques d'Électricité de France de 2005 à 2008. Puis, il devient Directeur d'EDF Collectivités à la Direction Commerce d'EDF de 2008 à 2012, Président du Conseil d'administration de la société H4 de 2009 à 2012, administrateur de la société Safidi de 2009 à 2012 et Président du Conseil d'administration de la société Tiru de 2009 à 2012. Il est ensuite nommé Directeur du Cabinet Civil et Militaire du ministre de la défense de mai 2012 à mi 2017. Il est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie de 2017 à 2019. Il est, Président du Conseil d'administration d'ÉS (Électricité de Strasbourg) et gouverneveur au *Main Governing Board* de WANO. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Alexandre Perra, 40 ans, est diplômé de l'Institut d'études politiques et titulaire d'une maîtrise de lettres modernes. Il a intégré Thales en 2007 d'abord au département stratégie, avant de prendre en charge la Communication Internationale du Groupe puis la Direction des Relations Médias et enfin d'être nommé Directeur Adjoint de la Communication. Alexandre Perra a rejoint EDF en novembre 2014 comme Directeur auprès du Président-Directeur Général d'EDF, Secrétaire du Comité exécutif et chargé des relations gouvernementales. Il a participé à la définition de la stratégie d'entreprise CAP 2030 mise en œuvre depuis 2015. En 2017, il a lancé le projet Y, dispositif visant à mobiliser des jeunes salariés de moins de 35 ans pour accélérer la transformation numérique d'EDF. En 2018, il a présidé les travaux d'élaboration du plan stockage du Groupe, qu'il continue de diriger. Il est membre du Conseil de surveillance d'Enedis, membre du Conseil d'administration de la Fondation EDF et Vice-président Europe du World Energy Council. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie.

Simone Rossi, 52 ans, diplômé de l'université Bocconi (Milan) en administration des affaires. Simone Rossi commence sa carrière comme consultant, d'abord chez KPMG Consulting en *corporate finance*, puis à partir de 1996 chez McKinsey & Company, où il se spécialise principalement dans les secteurs de l'énergie, des institutions financières et des technologies d'information et de communication. En 2004, il entre chez Edison SpA à Milan, en tant que responsable stratégie, avant d'être promu Directeur du Contrôle Financier et des Systèmes d'Information en 2007. Fin 2009, il est nommé Directeur Financier de Constellation Energy Nuclear Group (CENG), société basée à Baltimore aux États-Unis. Il devient ensuite *Chief Financial Officer* d'EDF Energy en avril 2011. Simone Rossi est nommée en mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF. Depuis le novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Pierre Todorov, 62 ans, ancien élève de l'École normale supérieure (Ulm) et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégé de philosophie. Pierre Todorov est auditeur, puis maître des requêtes au Conseil d'État de 1986 à 1990. Il rejoint à cette date le groupe Lagardère, au sein duquel il exerce diverses fonctions dans la branche médias, notamment celle de Directeur Général Adjoint International d'Hachette Filipacchi. En 1997, il est nommé Secrétaire Général du groupe Accor, fonction qu'il exerce jusqu'en 2008. Entre 2008 et 2011, il est associé du cabinet d'avocats Hogan Lovells LLP, puis il rejoint PSA Peugeot Citroën en 2011, en qualité de Secrétaire Général, membre du Comité de Direction Générale. Depuis février 2015, Pierre Todorov est Directeur Exécutif en charge du Secrétariat Général du Groupe.

Alain Tranzer, 54 ans, est ingénieur diplômé de l'École polytechnique et de l'École des mines de Paris. Il débute sa carrière en 1991 dans le Groupe PSA. Après un passage en ingénierie des liaisons au sol, il y occupe successivement les postes de responsable de sous-système, de directeur qualité usine, d'ingénieur en chef de la Peugeot 407, puis de directeur du programme Peugeot 208-2008. Il a ainsi acquis une solide expérience dans la direction de projets industriels, depuis la conception jusqu'à l'industrialisation, et a reçu le prix Eurostar 2013 de Directeur de Projet de l'année attribué par Automotive News Europe. En 2013, Alain Tranzer prend la responsabilité des avant-projets du Groupe PSA, de la politique modulaire et des projets complexes que sont les véhicules autonomes, connectés, électriques et hybrides électriques. De 2018 à 2020, il est Senior Vice Président du groupe PSA, en charge du programme CO_2, des plateformes et des modules technologiques associés. En mars 2020, il rejoint le groupe EDF pour piloter l'exécution du plan « excell », qui vise à renforcer la qualité industrielle, les compétences et la gouvernance des grands projets nucléaires et est nommé Délégué général à la qualité industrielle et aux compétences nucléaires. Il est membre du Comité exécutif d'EDF.

Xavier Ursat, 54 ans, diplômé de l'École polytechnique et de télécom Paris. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote notamment la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2015, il est successivement Directeur Délégué et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Président du Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire (GIFEN), il est également Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance et membre du Conseil de surveillance et d'orientation de Framatome. Il est par ailleurs Président de la Société Française d'Énergie Nucléaire (SFEN) et gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire.

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants

4.4.1 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.7 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du Code de déontologie boursière d'EDF (voir la section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société »). En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de Fonds Communs de Placement du plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, peuvent être soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

À la connaissance d'EDF, il n'existe par ailleurs aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 Absence de condamnation

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années d'une condamnation pour fraude, d'une faillite, d'une mise sous séquestre, d'une liquidation ou d'un placement sous administration judiciaire.

A l'issue d'une enquête diligentée par l'Autorité des marchés financiers (AMF) en juillet 2016 sur l'information financière d'EDF depuis le 1er juillet 2013, le Collège de l'AMF a notifié des griefs à l'encontre du Président-Directeur Général d'EDF le 5 avril 2019. Jean-Bernard Lévy a été mis hors de cause par une décision, devenue définitive sur ce point, de la Commission des sanctions de l'AMF du 28 juillet 2020 (voir la section 7.1.5 « Litiges »). Michèle Rousseau a par ailleurs été condamnée le 4 septembre 2018 au paiement d'une amende par la Cour de discipline budgétaire et financière pour avoir, en qualité de Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, accordé une aide, jugée irrégulière, à une station d'épuration. A la connaissance d'EDF, aucun autre administrateur n'a fait l'objet d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou règlementaires au cours des cinq dernières années.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été déchu par un Tribunal du droit d'exercer la fonction de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

4.4.3 Contrats de service

Les mandataires sociaux d'EDF ne sont pas liés à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales par un contrat de services prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF

Au 31 décembre 2020, les membres du Conseil d'administration de la Société, dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2020, détenaient un total de 6 722 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par ces administrateurs au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2020 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2020	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2019
Jacky Chorin (1)	316	294
Karine Granger	25	25
Colette Lewiner (2)	1 969	1 929
Laurence Parisot	137	137
Philippe Petitcolin	10	10
Vincent Rodet (2)	2 905	1 873
Christian Taxil (1)	1 360	1 263
TOTAL	**6 722**	**5 531**

n.a. : non applicable

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Les administrateurs dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2020, non mentionnés dans le tableau ci-dessus, ne détiennent aucune action EDF.

4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie. Ce Code a été mis à jour en 2016 pour tenir compte de l'entrée en vigueur du règlement (UE) n° 596/2014 sur les abus de marché (dit « règlement MAR »), de ses règlements d'exécution[1], de la loi n° 2016/819 du 21 juin 2016 réformant le système de répression des abus de marché et du nouveau Guide de l'information permanente et de la gestion de l'information privilégiée publié par l'AMF le 26 octobre 2016.

En parallèle de la diffusion de ce Code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant lesquelles toute personne ayant un accès permanent ou ponctuel à des informations privilégiées, y compris les tiers agissant au nom ou pour le compte du Groupe, et, s'agissant plus spécifiquement des périodes de *black-out*, toutes les personnes exerçant des fonctions dirigeantes au sein du Groupe, doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés.

Le Code de déontologie rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants, les responsables de haut niveau ainsi que les personnes qui leur sont étroitement liées de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations qu'ils effectuent pour leur propre compte sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés. En effet, selon les termes de l'article 19 du règlement MAR, précisés par l'article 223-22 A du règlement général de l'AMF, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la Société à l'AMF et à la Société dans un délai de trois jours ouvrés suivant leur réalisation, lorsque le montant cumulé de ces opérations excède la somme de 20 000 euros au titre de l'année civile en cours.

Conformément aux dispositions du règlement général de l'AMF[2], le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées[3] au cours du dernier exercice.

Aucune opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2020 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux – Politique de rémunération

Comme indiqué à la section 4.1 (« Code de gouvernement d'entreprise »), la Société adhère au code AFEP-MEDEF sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Cette section présente le détail des éléments de la rémunération totale et des avantages de toute nature versés au cours des exercices 2019 et 2020 ou attribués au titre des mêmes exercices aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés comprises dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce (voir la section 4.6.2 pour le Président-Directeur Général et la section 4.6.3 pour les administrateurs). Les tableaux figurant aux sections 4.6.2 et 4.6.3 ont été établis selon le format préconisé par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.

En application de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, cette section présente également la politique de rémunération des mandataires sociaux établie par le Conseil d'administration (voir la section 4.6.1 ci-après), qui sera soumise à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 6 mai 2021.

4.6.1 Politique de rémunération

Conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, la politique de rémunération des mandataires sociaux est établie par le Conseil d'administration.

En application des articles L. 22-10-16 et L. 22-10-17 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, et sont soumis au ministre chargé de l'économie pour approbation après consultation des ministres intéressés (voir section 4.2.3.5 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »). La rémunération du Président-Directeur Général doit s'inscrire dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui a modifié le décret du 9 août 1953 et qui plafonne sa rémunération à 450 000 euros bruts.

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance donne également son avis au Conseil sur les règles et modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale des actionnaires en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

Lors de l'Assemblée générale du 7 mai 2020, les cinq résolutions présentées au vote des actionnaires et portant sur la rémunération et la politique de rémunération des mandataires d'EDF (de la 13e à la 17e résolution) ont été adoptées à une très large majorité, puisqu'elles ont recueilli plus de 99,9 % de voix favorables.

(1) Règlement délégué (UE) 2016/522 du 17 décembre 2015, relatif aux indicateurs de manipulation de marché, aux seuils de publication d'informations, à l'autorisation de négociation pendant les périodes d'arrêt et aux types de transactions à notifier par les dirigeants ; règlement délégué (UE) 2016/908 du 26 février 2016, relatif aux pratiques de marché admises ; règlement délégué (UE) 2016/909 du 1er mars 2016, relatif aux notifications et listes des instruments financiers à adresser à l'autorité compétente en application de l'article 4 du règlement MAR ; règlement délégué (UE) 2016/1052 du 8 mars 2016, relatif aux conditions applicables aux programmes de rachat et aux mesures de stabilisation ; règlement délégué (UE) 2016/957 du 9 mars 2016, relatif aux pratiques abusives, aux ordres et aux transactions suspects ; règlement délégué (UE) 2016/958 du 9 mars 2016, définissant les modalités techniques de présentation objective de recommandations d'investissement ou d'autres informations recommandant ou suggérant une stratégie d'investissement et la communication d'intérêts particuliers ou de l'existence de conflits d'intérêts ; règlement délégué (UE) 2016/960 du 17 mai 2016, relatif aux sondages de marché ; règlement d'exécution (UE) 2016/347 du 10 mars 2016, relatif aux listes d'initiés ; règlement d'exécution (UE) 2016/523 du 10 mars 2016, relatif aux transactions effectuées par les personnes exerçant des responsabilités dirigeantes ; règlement d'exécution (UE) 2016/378 du 11 mars 2016, définissant des normes techniques d'exécution concernant la date, le format et le modèle de présentation des notifications prévues à l'article 4 du règlement MAR ; règlement d'exécution (UE) 2016/959 du 17 mai 2016, relatif aux sondages de marché ; règlement d'exécution (UE) 2016/1055 du 29 juin 2016, relatif aux modalités techniques de publication et de report des informations privilégiées.

(2) Article 223-26 du règlement général de l'AMF.

(3) Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.

4.6.1.1 Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 9 février 2021, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-après concernant le Président-Directeur Général :

Éléments de la rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2020	Montants attribués au titre de l'exercice 2020	Politique au titre de l'exercice 2021
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 17 février 2021 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2021. Cette rémunération fixe annuelle, qui correspond au plafond prévu par le décret du 9 août 1953, demeure inchangée depuis la nomination de M. Lévy en qualité de Président-Directeur Général d'EDF en 2014.
Rémunération variable	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant
Possibilité de report ou de restitution de la rémunération variable	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant
Options d'actions, actions de performance ou tout autre avantage de long terme	néant	néant	néant
Rémunération à raison du mandat d'administrateur	n.a.	n.a.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.
Avantages de toute nature	3 660	3 660	Avantage correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction que le Conseil a décidé de maintenir au titre de l'exercice 2021.
Indemnité de prise de fonction	néant	néant	néant
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	néant	néant	néant
Clause de non concurrence	néant	néant	néant
Retraite supplémentaire	néant	néant	néant
Rémunérations versées ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	néant	néant	néant

n.a. : non applicable

La rémunération du Président-Directeur Général étant fixée au montant du plafond fixé par le décret du 9 août 1953 et n'incluant pas de part variable, sa détermination ne repose pas sur des critères liés aux performances de la Société.

Ratios d'équité[1] et évolution des rémunérations 2017-2020

Conformément à l'article L. 22-10-9 du Code de commerce, le tableau ci-dessous présente l'évolution sur 5 ans du ratio entre le niveau de la rémunération du Président-Directeur Général et la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein de l'ensemble des salariés d'EDF SA[2] (à l'exclusion de la rémunération du dirigeant mandataire social, le Président-Directeur-Général), et du ratio entre le niveau de la rémunération totale du Président-Directeur Général et la rémunération médiane des salariés sur une base équivalent temps plein des salariés d'EDF [7] (à l'exclusion de la rémunération du dirigeant mandataire social, le Président-Directeur-Général), ainsi que l'évolution organique de l'EBITDA Groupe sur la même période.

	2020	2019	2018	2017	2016
Rémunération du Président-Directeur Général [1]	453 660	453 660	452 868	452 868	452 868
Évolution de la rémunération du Président-Directeur Général [2]	0 %	0,2 %	0 %	0 %	0 %
Ratio d'équité/Rémunération moyenne [3]	6,6	6,8	7,1	7,1	7,2
Ratio d'équité/Rémunération médiane [3]	7,2	7,4	7,7	7,9	8,0
Évolution du salaire moyen [2]	2,87 %	3,66 %	0,98 %	1,43 %	3,37 %
Évolution du salaire médian [2]	3,54 %	4,16 %	1,81 %	2,07 %	3,27 %
Évolution organique de l'EBITDA Groupe [2]	-2,70%	8,40 %	11,30 %	- 14,80 %	- 4,80 %

(1) La rémunération totale du Président-Directeur Général comprend son salaire fixe et ses avantages en nature.
(2) Évolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.
(3) Les salaires comprennent le salaire fixe, la part variable ainsi que l'ensemble des primes y compris celles liées au statut des IEG ainsi que les éventuels avantages en nature.

4.6.1.2 Politique de rémunération applicable aux administrateurs

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 9 février 2021, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-dessous concernant le montant et la répartition entre les administrateurs des sommes qui leur sont versées au titre de leur mandat en application de l'article L. 22-10-14 du Code de commerce.

Enveloppe et répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les rémunérations allouées, au titre de leur mandat, aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, et ayant la qualité d'agent public de l'État sont intégralement versées au budget de l'État.

S'agissant des autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'économie et des finances du 5 janvier 2018[3] précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des rémunérations qui leur sont allouées au titre de leur mandat, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires une somme fixe annuelle à allouer ensuite aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil et présentées dans la présente politique de rémunération. Le Conseil réuni le 17 février 2021 a décidé de soumettre à l'Assemblée générale convoquée le 6 mai 2021 une enveloppe annuelle de 440 000 euros pour l'exercice 2021.

Les modalités de répartition de cette enveloppe annuelle, applicables depuis l'exercice 2011, ont été réexaminées et confirmées par le Conseil d'administration le 17 février 2021. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle sont versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;
- la répartition de la part variable entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence d'un administrateur à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité et un coefficient 2 pour la présidence d'un Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice est versée en totalité au début de l'exercice suivant.

Il n'est prévu de verser aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération aux administrateurs au cours de l'exercice 2021, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.

(2) Soit plus de 60 000 salariés.

(3) Les dispositions de l'arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014, sont applicables depuis le 1er février 2018. Précédemment, l'arrêté du 18 décembre 2014 prévoyait que la rémunération à percevoir par ces administrateurs était versée à hauteur de 30 % aux administrateurs concernés, les 70 % restants étant versés au budget de l'État.

4.6.2 Rémunération globale du Président-Directeur Général

4.6.2.1 Rémunération du Président-Directeur Général

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL – *TABLEAU AMF N° 1* (1)

(en euros)	Exercice 2020	Exercice 2019
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	453 660	453 660
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (2)	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice (2)	néant	néant
TOTAL	**453 660**	**453 660**

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Comme indiqué à la section 4.6.4, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures versées à Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, au cours des exercices 2019 et 2020 ou dues au titre des exercices 2019 et 2020.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL – *TABLEAU AMF N° 2* (1)

	Exercice 2020		Exercice 2019	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	néant	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature (2)	3 660	3 660	3 660	3 660
TOTAL	**453 660**	**453 660**	**453 660**	**453 660**

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Cet avantage correspond à la mise à disposition d'une voiture de fonction

4.6.2.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunération au titre de l'exercice 2020

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 7 février 2020 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2020.

Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 13 février 2020 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2020. La rémunération du Président-Directeur Général comporte également des avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

Rémunération au titre de l'exercice 2021

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 9 février 2021 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2021.

Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 17 février 2021 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2021. La rémunération du Président-Directeur Général comporte également des avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

4.6.2.3 Autres éléments de rémunération

En 2020, M. Jean-Bernard Lévy n'a pas perçu de rémunération au titre de ses mandats d'administrateur et de Président du Conseil d'administration d'EDF. Il n'a par ailleurs perçu aucune rémunération au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2020, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

M. Jean-Bernard Lévy n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF.

Il ne bénéficie, de la part de la Société, d'aucune indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence et n'a pas de contrat de travail ni de régime de retraite supplémentaire.

TABLEAU DE SYNTHÈSE – CONTRAT DE TRAVAIL, RETRAITE SUPPLÉMENTAIRE, INDEMNITÉS DE DÉPART ET CLAUSE DE NON-CONCURRENCE – *TABLEAU AMF N° 11* (1)

Dirigeant mandataire social*	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général	non	non	non	non

(1) Tableau n° 11 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

4.6.3 Rémunération globale des administrateurs

Rémunérations attribuées et versées aux administrateurs en 2020

L'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 7 mai 2020 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat de 440 000 euros pour l'exercice 2020.

Les modalités de répartition de cette enveloppe, qui sont examinées annuellement par le Conseil d'administration lors de l'approbation de la politique de rémunération des mandataires sociaux, demeurent inchangées depuis l'exercice 2011 (voir le détail à la section 4.6.1.2 « Politique de rémunération applicable aux administrateurs »).

Les administrateurs élus par les salariés, qui ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur mandat d'administrateur, perçoivent des rémunérations fixes et/ou variables au titre de leurs contrats de travail avec la Société.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée au cours des exercices 2019 et 2020, ni attribuée au titre de ces mêmes exercices aux administrateurs, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

Les tableaux ci-dessous font apparaître les montants bruts des rémunérations attribuées au titre des exercices 2019 et 2020 et versées au cours des exercices 2019 et 2020 aux membres du Conseil d'administration au titre de leur mandat, en application des articles L. 225-45 et L. 22-10-14 du Code de commerce.

	Exercice 2020		Exercice 2019	
Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2020	**Rémunération attribuée en 2020 (1)**	**Rémunération versée en 2020 (2)**	**Rémunération attribuée en 2019 (1)**	**Rémunération versée en 2019 (2)**
Véronique Bédague-Hamilius (3)	37 857	10 761	761	n.a
Bruno Crémel (3)	40 000	34 628	27 141	2 514
François Delattre (3)	35 000	28 191	18 330	138
Gilles Denoyel (3)	40 714	34 628	27 141	2 514
Marie-Christine Lepetit	44 286	45 745	45 745	46 258
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Colette Lewiner	47 143	51 011	51 011	49 806
Laurence Parisot	38 571	35 213	35 213	37 742
Claire Pedini	45 000	44 574	44 574	41 290
Philippe Petitcolin (3)	33 571	28 191	20 705	2 514
Michèle Rousseau	38 571	37 553	37 553	36 323
Martin Vial	39 286	39 309	39 309	39 161
TOTAL *(EN EUROS)*	**440 000**	**389 803**	**347 483**	**258 260**

n.a. : non applicable

(1) Les rémunérations attribuées au titre d'un exercice comprennent la totalité de la part fixe et de la part variable dues au titre de l'exercice.
(2) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent ainsi que 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.
(3) Administrateurs dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2019.

Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019	Exercice 2020		Exercice 2019	
	Rémunération attribuée en 2020	Rémunération versée en 2020 (1)	Rémunération attribuée en 2019 (2)	Rémunération versée en 2019 (3)
Olivier Appert	n.a.	5 266	12 752	34 518
Philippe Crouzet	n.a.	7 021	14 507	40 196
Maurice Gourdault-Montagne	n.a.	6 436	16 298	31 926
Bruno Lafont	n.a.	10 532	18 018	38 067
Bruno Léchevin	n.a.	7 606	15 093	34 518
Anne Rigail	n.a.	13 281	15 794	2 514
TOTAL (EN EUROS)	**N.A.**	**50 142**	**92 462**	**181 739**

n.a. : non applicable.

(1) Les versements réalisés en 2020 comprennent la totalité de la part variable de l'exercice 2019.

(2) Rémunération attribuée aux administrateurs jusqu'au terme de leur mandat.

(3) Les versements réalisés en 2019 comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice 2018, ainsi que la part fixe due au titre de 2019 déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice 2019.

4.6.4 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions[1].

(1) À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.

Le Groupe investit massivement dans la transition énergétique au travers d'investissements dédiés aux moyens de production décarbonés (nucléaire et renouvelable), aux réseaux, au développement de services énergétiques, au déploiement des compteurs communicants…

EDF investit dans l'innovation pour construire les solutions de transition énergétique les plus efficientes pour atteindre l'objectif de décarbonation des usages au meilleur coût. EDF s'appuie sur sa R&D dont les activités sont organisées autour de trois axes de transition : électrique, climatique ainsi que numérique et sociétal.

16,5 Mds€	94 %	685 M€	716
INVESTISSEMENTS BRUTS OPÉRATIONNELS	PART DES INVESTISSEMENTS CONFORME AUX OBJECTIFS BAS CARBONE DU GROUPE	DÉPENSES DE R&D	INNOVATIONS BREVETÉES PAR LA R&D À FIN 2020

Crédit photo : ©EDF – Bruno Conty

5

PERFORMANCE FINANCIÈRE DU GROUPE ET PERSPECTIVES

5.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT 2020 266

5.1.1 Chiffres clés 266
5.1.2 Éléments de conjoncture 267
5.1.3 Événements marquants 273
5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2020 et 2019 275
5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net 283
5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés 285

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 293

5.3 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ À FIN FÉVRIER 2021 293

5.4 PERSPECTIVES 293

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2020

5.1.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2020 du groupe EDF.

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2020 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2020. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020.

La cession de l'activité E&P d'Edison et l'impact du retraitement sont présentés en note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020. Les actifs et passifs des activités en cours de cession font l'objet d'une présentation en note 3.2.

Au 31 décembre 2020, en application de la norme IFRS 5, les montants des actifs et passifs relatifs à l'activité Exploration & Production (E&P) de l'Algérie sont présentés dans les postes du bilan consolidé en tant qu'activités poursuivies, tandis que ceux relatifs à l'activité E&P de la Norvège sont présentés au bilan consolidé dans les postes d'actifs et passifs destinés à être cédés. Le résultat net relatif à l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège est présenté dans la ligne « Résultat net des activités poursuivies » et ventilé dans les différentes lignes du compte du résultat pour les périodes publiées. Le résultat net des activités en cours de cession correspondant à l'activité E&P hors Algérie et Norvège est maintenu sur une ligne distincte du compte de résultat pour les périodes publiées et ce, jusqu'à la finalisation de la cession intervenue le 17 décembre 2020.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2020 sont présentés ci-après.

(en millions d'euros)	2020	2019 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	69 031	71 347	(2 316)	- 3,2	- 3,4
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 174	16 723	(549)	- 3,3	- 2,7
Résultat d'exploitation	3 875	6 757	(2 882)	- 42,7	- 41,6
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	1 293	6 393	(5 100)	- 79,8	- 78,8
Résultat net part du Groupe	650	5 155	(4 505)	- 87,4	- 86,4
Résultat net courant [2]	1 969	3 871	(1 902)	- 49,1	- 47,8
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	1 468	3 282	(1 814)	- 55,3	n.a
Cash-flow Groupe [3]	(2 709)	(825)	(1 884)	- 228,4	n.a
Endettement financier net [4]	42 290	41 133	1 157	+ 2,8	n.a

n.a : non applicable.

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

(2) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section 5.1.4.10 « Résultat net courant »).

(3) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 5.1.5.1.3).

(4) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe (voir section 5.1.5.1).

EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actif immobilisé	179 658	174 345
Autres actifs non courants	57 574	55 120
Actifs non courants	**237 232**	**229 465**
Stocks et clients	29 259	29 655
Autres actifs courants	30 834	36 568
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6 270	3 934
Actif courant	**66 363**	**70 157**
Actifs détenus en vue de leur vente	2 296	3 662
TOTAL DE L'ACTIF	**305 891**	**303 284**
Capitaux propres – part du Groupe	45 633	46 466
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	9 593	9 324
Total des capitaux propres	**55 226**	**55 790**
Provisions non courantes	85 837	80 760
Passifs spécifiques des concessions	48 420	47 465
Autres passifs non courants	63 888	64 225
Passif non courant	**198 145**	**192 450**
Passif courant	**52 412**	**54 001**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	108	1 043
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**305 891**	**303 284**

5.1.2 Éléments de conjoncture

5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France est à relier avec celle des pays frontaliers.

En 2020, les prix spot de l'électricité ont été inférieurs à ceux de 2019 partout en Europe.

5.1.2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2020 en base *(€/MWh)*	32,2	39,6	38,9	30,5	31,9
Variation 2020/2019 des moyennes en base	- 18,4 %	- 19,2 %	- 25,6 %	- 19,1 %	- 19,0 %
Moyenne 2020 en pointe *(€/MWh)*	39,0	46,1	44,7	37,5	37,9
Variation 2020/2019 des moyennes en pointe	- 15,9 %	- 13,8 %	- 23,4 %	- 15,7 %	- 18,1 %

(1) **France** et **Allemagne** : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la Bourse Belpex pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME pour une livraison le jour même.

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 32,2 €/MWh en base et à 39,0 €/MWh en pointe en 2020, en recul de respectivement 7,2 €/MWh et 7,4 €/MWh par rapport à 2019.

Cette baisse est portée principalement par le premier semestre, sur lequel se sont conjugués les effets du confinement sur la demande, les prix des commodités particulièrement bas et une production éolienne élevée au niveau européen. Au deuxième semestre, le rétablissement de la demande et la hausse modérée des prix du gaz, ont donné lieu à des prix spot proches de leur niveau sur la même période en 2019.

Sur les mois de janvier et février, la baisse marquée des prix spot était imputable aux niveaux très faibles des prix du gaz et du charbon, comparés à leurs niveaux début 2019, ainsi qu'à des températures plutôt douces pour l'hiver et des stocks de gaz et charbon élevés. À partir de mars, la mise en œuvre du confinement a largement diminué la demande en électricité : entre mars et juin, la consommation cumulée en 2020 est plus de 15 TWh en dessous de celle de 2019. La forte baisse du prix du CO_2 en mars, tandis que l'ensemble des places boursières chutaient, a également contribué à la baisse des prix. Au premier semestre 2020, les prix se sont ainsi établis en moyenne 17,3 €/MWh en dessous des prix moyens sur le premier semestre 2019.

Le deuxième semestre a vu les prix revenir à des niveaux proches de ceux de 2019 : à partir de juillet, la reprise de la demande en électricité, combinée à une moindre production nucléaire du fait des travaux de maintenance en vue de l'hiver, a soutenu les prix. Au dernier trimestre, le retour des prix du gaz à des niveaux proches de leur niveau fin 2019, et la hausse des prix du charbon et du CO_2 ont entraîné les prix à la hausse.

En 2020, la demande française s'est établie à 449,0 TWh, en baisse de 24,4 TWh par rapport à 2019. Les moyens nucléaires et thermiques ont moins produit, respectivement - 44,1 TWh et - 3,3 TWh (pour le gaz) par rapport à 2019, conséquence de la moindre demande et d'une disponibilité du parc nucléaire bouleversée par la crise sanitaire. La production hydraulique est en hausse de 5,1 TWh, tout comme la production renouvelable intermittente (éolienne + 5,9 TWh et solaire + 0,3 TWh par rapport à 2019).

Le solde exportateur de la France a diminué cette année de 12,2 TWh [(1)] par rapport à 2019. La baisse concerne principalement le 3e trimestre (- 13,6 TWh), sur lequel le parc thermique a été moins disponible.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont perdu 9,4 €/MWh par rapport à 2019, en s'établissant en moyenne à 39,6 €/MWh en 2020. La baisse s'observe sur tout le premier semestre, dès janvier, imputable en premier lieu au faible prix du gaz (la production de gaz représente plus d'un tiers de la production au Royaume-Uni sur l'année 2020), puis aux effets du confinement sur la demande. Comme pour la France, au deuxième semestre, les prix se sont rapprochés de leurs niveaux de 2019, en lien avec la reprise de la demande et le faible rebond des prix du gaz.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont diminué de 13,4 €/MWh par rapport à 2019 pour s'établir en moyenne à 38,9 €/MWh en 2020. Cette baisse moyenne, parmi les plus importantes en Europe avec celle des prix espagnols, illustre l'impact violent du confinement sur la demande en électricité italienne au premier semestre, et la part importante du gaz dans le mix électrique italien.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont diminué de 7,2 €/MWh par rapport à 2019 pour s'établir en moyenne à 30,5 €/MWh en 2020. La variation des prix suit une courbe proche des prix *spot* français, avec une baisse marquée au premier semestre et une reprise au second semestre. Au premier semestre, les faibles prix des combustibles, l'hiver doux et l'augmentation de la production renouvelable se sont ajoutés à l'impact du confinement sur la demande (quoique moins marqué qu'ailleurs en Europe) pour tirer les prix vers le bas (- 14,9 €/MWh en moyenne au premier semestre 2020 *vs* le premier semestre 2019). À partir de l'été, les prix se sont établis à des niveaux proches de leurs niveaux sur le second semestre 2019, sur lequel les prix des combustibles étaient déjà relativement faibles.

En **Belgique**, les prix *spot* ont reculé de 7,5 €/MWh par rapport à 2019, s'établissant en moyenne à 31,9 €/MWh en 2020. Cette baisse est exclusivement portée par le premier semestre (en moyenne - 17,2 €/MWh par rapport au premier semestre 2019), pour des raisons semblables à celles des pays voisins : niveaux des prix du gaz et du charbon, forte production renouvelable, hiver doux et impact du confinement sur la demande.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe [(2)]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2021 à terme en base sur l'année 2020 *(€/MWh)*	44,9	48,4	49,2	40,2	40,7
Variation 2020/2019 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	- 11,7 %	- 17,1 %	- 17,8 %	- 15,8 %	- 20,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2021 en base au 31 décembre 2020 *(€/MWh)*	52,1	60,4	57,7	48,2	48,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2021 à terme en pointe sur l'année 2020 *(€/MWh)*	57,9	54,7	55,3	49,1	51,9
Variation 2020/2019 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	- 9,0 %	- 15,4 %	- 17,3 %	- 14,8 %	- 16,9 %
Prix à terme du contrat annuel 2021 en pointe au 31 décembre 2020 *(€/MWh)*	63,0	67,1	63,5	57,5	57,5

(1) Source : RTE jusqu'à août 2020 puis ENTSO-E Transparency Website.

(2) **France** et **Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;
Belgique et **Italie** : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;
Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2020 puis avril 2021 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).

Les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont évolué à la baisse au premier semestre 2020, partout en Europe, par rapport à 2019. Ils se sont ensuite orientés à la hausse en fin d'année. Ces variations s'expliquent principalement par celles des prix des commodités, et par différentes annonces sur le parc de production, notamment nucléaire, pour la France.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 44,9 €/MWh, en baisse de 11,7 % par rapport à l'année 2019. Cette tendance à la baisse masque une tendance baissière alignée sur l'évolution des prix des commodités, en détente, au premier semestre dans un contexte de surabondance mondiale en ressources fossiles aggravé par la crise sanitaire, puis une légère reprise à partir de l'été, au gré des perspectives de sortie de la crise Covid. Les annonces relatives au parc nucléaire, avec les modifications successives de la cible nucléaire et la construction d'un planning de maintenance permettant d'assurer une production la plus importante possible sur l'hiver 20-21, ont également influencé les prix.

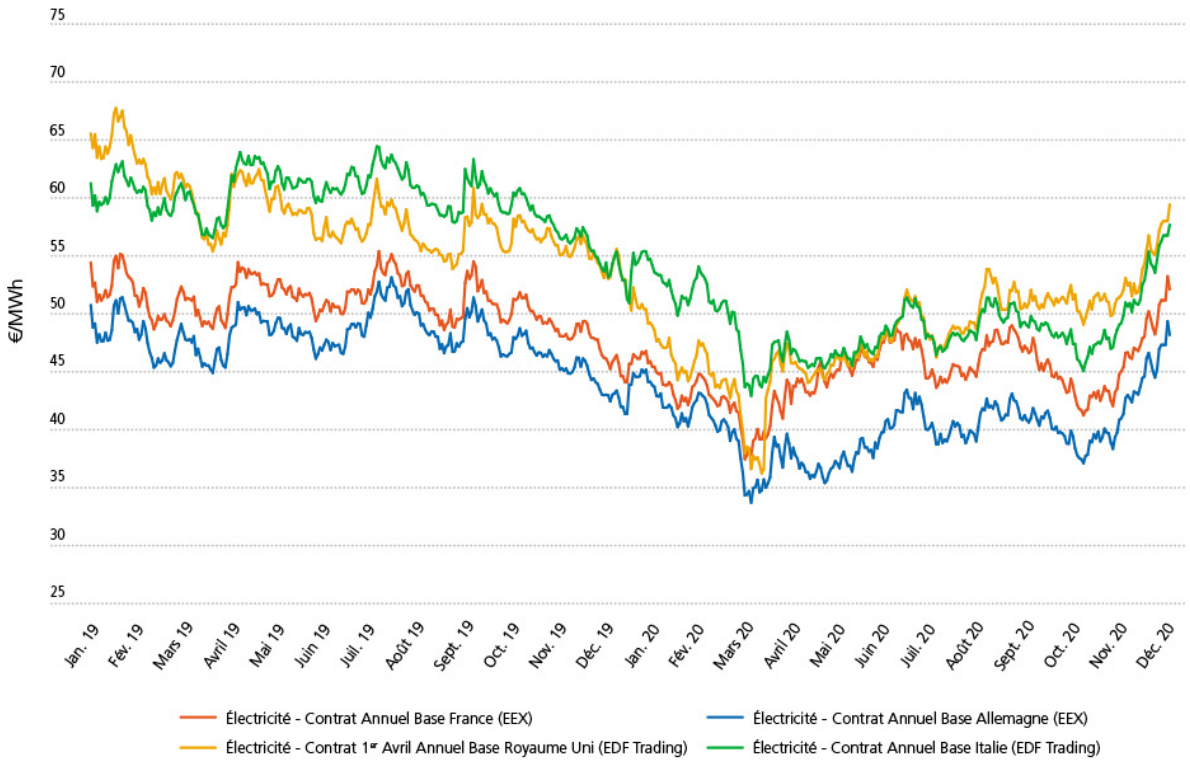
Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1er avril N+1 au 31 mars N+2, a perdu 17,1 % pour s'établir à 48,4 €/MWh en moyenne sur l'année 2020. Comme en France, le prix a connu au premier semestre une baisse marquée par rapport au premier semestre de l'année 2019, puis une reprise lors de l'arrêt de la chute des prix du CO_2 et du gaz, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en baisse, s'établissant en moyenne à un prix de 49,2 €/MWh en 2020 soit - 17,8 % par rapport à l'an dernier. Cette forte baisse est liée à la chute des prix des commodités au plus fort de la crise sanitaire. Le prix du CO_2, toujours très volatil, a apporté un soutien régulier au niveau du prix de l'électricité, conséquence de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien.

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N+1 en base a connu une baisse de 15,8 % par rapport à 2019, pour s'établir à 40,2 €/MWh en moyenne sur l'année 2020. Cette baisse s'explique par l'évolution du prix des combustibles et du CO_2. En effet, les moyens charbon contribuent toujours fortement à la formation du prix allemand et sont nettement plus impactés que les moyens gaz par la hausse du prix du CO_2. Le prix à terme 2021 a clôturé l'année 2020 à 48,2 €/Wh, porté par le niveau du prix du CO_2.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en baisse de 20,1 % par rapport à 2019, s'établissant en moyenne à 40,7 €/MWh en 2020. La baisse a été particulièrement prononcée au premier semestre du fait de la baisse des prix des combustibles.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1) en €/MWh



5.1.2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 (1)

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 25,1 €/t en 2020 (- 0,4 % ou - 0,1 €/t par rapport à 2019). Cette relative stabilité masque une forte volatilité du cours, lié d'une part aux effets de la crise Covid, et d'autre part aux négociations sur les objectifs climatiques de l'Union européenne pour 2030 largement interprétées et suivies par les spéculateurs. Le cours s'est ainsi écroulé en mars, perdant 8,4 euros en une semaine lorsque les mesures de confinement étaient prises en Europe. À partir d'avril, le prix a réagi positivement aux annonces de mesures de relance économiques et aux signaux politiques écologiques, dépassant 30 €/t à deux reprises, en juillet puis en septembre. En fin d'année, les annonces sur la vaccination et le vote d'un rehaussement des objectifs de réduction d'émission de l'Union européenne en 2030 à 55 % ont continué à faire remonter le prix du quota, qui a clôturé l'année à 32,7 €/t.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 en €/t

5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles (1)

	Charbon *(US$/t)*	Pétrole *(US$/bbl)*	Gaz naturel *(€/MWhg)*
Moyenne 2020	58,0	43,2	13,0
Variation 2020/2019 des moyennes annuelles	- 16,6 %	- 32,6 %	- 29,4 %
Plus haut sur l'année 2020	71,1	68,9	16,5
Plus bas sur l'année 2020	51,8	19,3	10,7
Prix au 31 décembre 2020	68,9	51,8	16,4
Prix au 31 décembre 2019	56,4	66,0	16,0

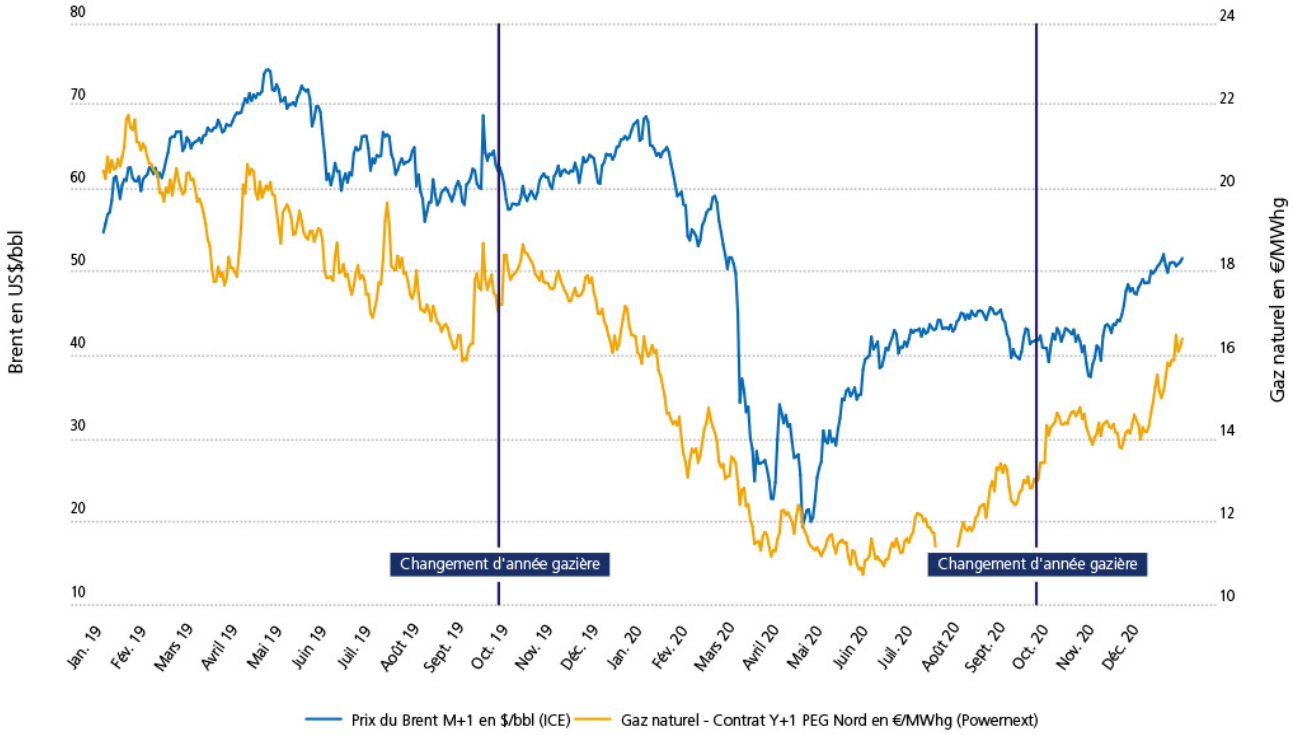
Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 58,0 $/t en 2020 (- 11,6 $/t ou - 16,6 % par rapport à 2019). Il a d'abord poursuivi au premier semestre 2020 la baisse entamée en 2019, sous l'effet des prévisions de demande à terme moroses partout dans le monde, conjuguées à des niveaux de stocks très élevés partout en Europe. La demande en charbon, déjà affaiblie par la concurrence du gaz et le ralentissement économique, a pris de plein fouet les mesures de confinement et leurs impacts sur la croissance. Cependant l'offre s'est aussi trouvée réduite, par diverses grèves ou pour des raisons économiques, ce qui a soutenu les prix entre 55 $/t et 60 $/t pendant tout le troisième trimestre 2020. Au quatrième trimestre, la reprise marquée de la demande asiatique, en particulier des importations de la Chine en provenance de la Russie et de l'Afrique du Sud, a entraîné les prix en forte hausse.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 43,2 $/bbl en 2020 (- 20,9 $/bbl ou - 32,6 % par rapport à 2019). Dès le premier trimestre, la pandémie de Covid 19 a violemment diminué la demande en pétrole, et a orienté le cours du baril de Brent à la baisse tout au long de l'année tant par son impact direct sur la mobilité (confinements, restrictions de déplacements) que par son poids sur l'économie (demande pour le commerce, l'industrie). Pour soutenir le cours, l'OPEP+ a alors œuvré à réduire l'offre à hauteur du traumatisme sur la demande, avec la conclusion, le 12 avril, d'un accord retirant jusqu'à 9,7 mb/j de production. L'accord, obtenu dans un contexte de tensions après une guerre des prix entre l'Arabie Saoudite et la Russie, a été poursuivi et renégocié tout au long de l'année au gré des espérances sur la reprise de la demande et des nuances de son application par les différentes parties prenantes.

Le prix du contrat annuel **gazier** pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 13,0 €/MWh en 2020 (- 29,4 % ou - 5,4 €/MWh *vs* 2019). Au premier semestre, l'impact de la crise Covid sur la demande en gaz a contribué à maintenir la tendance baissière du cours, entamée en 2019. À cette demande affaiblie se sont conjugués des températures douces, des niveaux de stocks hauts et le soutien de la production non conventionnelle nord-américaine. Mais à partir de juin, la baisse des prix a ralenti suite à l'annulation de livraisons de GNL en provenance des USA et à la fermeture de certains sites de production d'hydrocarbures non conventionnels pour raisons économiques. La hausse s'est poursuivie au cours du second semestre, soutenue ponctuellement par des interruptions de production fortuites ou programmées en Europe, et plus fondamentalement par la reprise de la demande asiatique.

(1) **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US$/t) ;
Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (*front month* – en US$/baril) ;
Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord – en €/MWhg).

Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



5.1.2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

5.1.2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

Sur l'année 2020, **la consommation d'électricité** est en net recul de 24,4 TWh par rapport à l'année précédente :

- La consommation du premier trimestre a été très en-deçà de celle de 2019 (- 5,0 %) : janvier et février ont été marqués par des conditions climatiques très douces pour la saison et mars a subi les premiers effets du confinement ;
- Le deuxième trimestre, fortement impacté par la crise sanitaire, affiche une chute de la consommation de 13,3 % par rapport à 2019 ;
- Le troisième trimestre affiche une baisse plus modérée, du fait de la reprise de l'activité économique (déjà visible en juin) et de la période estivale relativement chaude ;
- Enfin, le dernier trimestre affiche une baisse de sa consommation de 1,2 % comparé à 2019, principalement sous l'effet du ralentissement économique.

Sur l'année, on estime à un peu plus de 18 TWh, pour la France métropolitaine, la baisse de la consommation d'électricité imputable aux conséquences économiques des mesures prises par le gouvernement pour contenir la crise sanitaire.

La consommation de gaz s'établit à 444,5 TWh, en baisse de 7,2 % par rapport à celle de 2019. La baisse est portée par :

- les mois de janvier et février (en moyenne - 9,4 %), qui ont connu des températures douces pour la saison ;
- le deuxième trimestre (- 23 %) du fait des températures clémentes en avril (qui ont requis une moindre consommation pour le chauffage en ce début de printemps) et du confinement. Ce dernier a provoqué la baisse de la consommation pour l'industrie et de la consommation d'électricité, générant une moindre production par les moyens gaz ;
- sur le second semestre, la consommation est en légère baisse, en raison d'une moindre production de gaz pour la production d'électricité.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2020, la consommation d'électricité en Italie [1] s'établit à 302,8 TWh, en baisse par rapport à 2019 (- 5,3 %) du fait de la crise sanitaire. La principale réduction a eu lieu au premier semestre 2020. La baisse de la production thermoélectrique et éolienne a été partiellement compensée par une augmentation de la production hydroélectrique et solaire. Les importations nettes ont reculé de 15,6 %.

La demande intérieure de gaz naturel en Italie [2] s'établit à 70,7 bcm, en baisse de 4,1 % par rapport à 2019 et confirme la tendance de réduction due aux mesures restrictives des premiers mois de l'année 2020 pour faire face à l'urgence sanitaire. Tous les secteurs ont enregistré une réduction. En valeur absolue, la réduction des utilisations thermoélectriques est la plus importante (- 1,3 milliard de mètres cubes, - 5 % par rapport à 2019) et a été affectée par la baisse de la demande électrique.

(1) Données Italie : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

(2) Données Italie : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente ont augmenté :

- le 1er février 2020 de 2,4 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels ;
- le 1er août 2020 de 1,54 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels et de 1,58 % TTC pour les tarifs bleus non résidentiels.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1er janvier 2019. Le niveau du plafond est actualisé tous les 6 mois pour tenir compte de la révision des coûts. Celui-ci a été diminué de 7 % pour la période du 1er octobre 2020 au 31 mars 2021 afin de refléter notamment l'évolution du prix des marchés de gros avec la crise sanitaire. En octobre, le gouvernement a annoncé que le dispositif serait maintenu pendant au moins douze mois supplémentaires jusqu'à fin 2021.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

5.1.2.4.1 Températures en France

2020 est l'année la plus chaude observée depuis 1900 avec une moyenne annuelle de 13,6 °C (le précédent record remontait à 2018 avec 13,4 °C), 1 °C de plus que la normale et 0,5 °C de plus qu'en 2019.

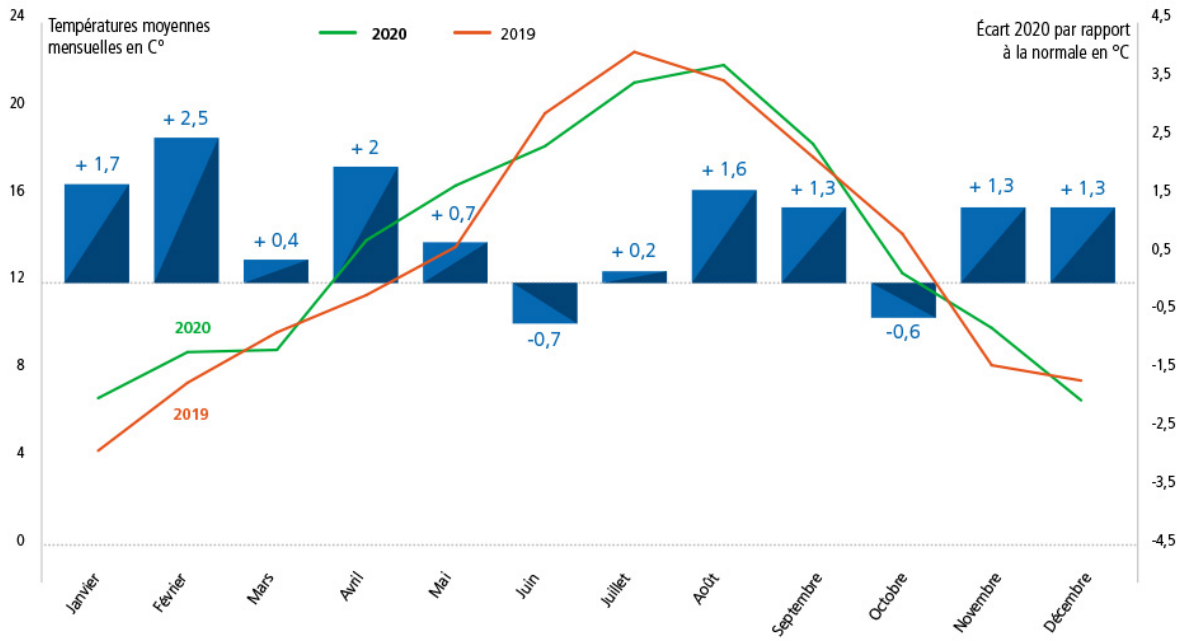
À noter tout particulièrement un mois de février qui se classe comme le deuxième mois de février le plus chaud depuis 1980 (après février 1990), et des mois d'avril et août qui arrivent au 3e rang (après avril 2007 et avril 2011 / après août 1997 et août 2003).

L'été 2020 a connu deux semaines à plus de 5 °C au-dessus des normales (entre le 6 et le 12 août : + 5,3 °C puis entre le 13 et 20 septembre : + 5,0 °C).

Octobre, malgré des températures plutôt fraîches jusqu'au 19 (2,1 °C sous les normales), a laissé place à un radoucissement qui s'est globalement maintenu jusqu'à la fin de l'année (+ 1,4 °C en moyenne au-dessus des normales avec cependant plusieurs journées dessous).

Décembre, a été très clément sur le milieu de mois (du 11 au 24) affichant le 22 une pointe à + 7,5 °C au-dessus des normales.

Températures (1) (2) (3) en France en 2020 et 2019



(1) *Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.*

(2) *Source Miréor (données Météo France).*

(3) *Les normales de température sont applicables à la décennie 2011-2020.*

5.1.2.4.2 Pluviométrie

En 2020, la pluviométrie en **Europe** est caractérisée globalement par :

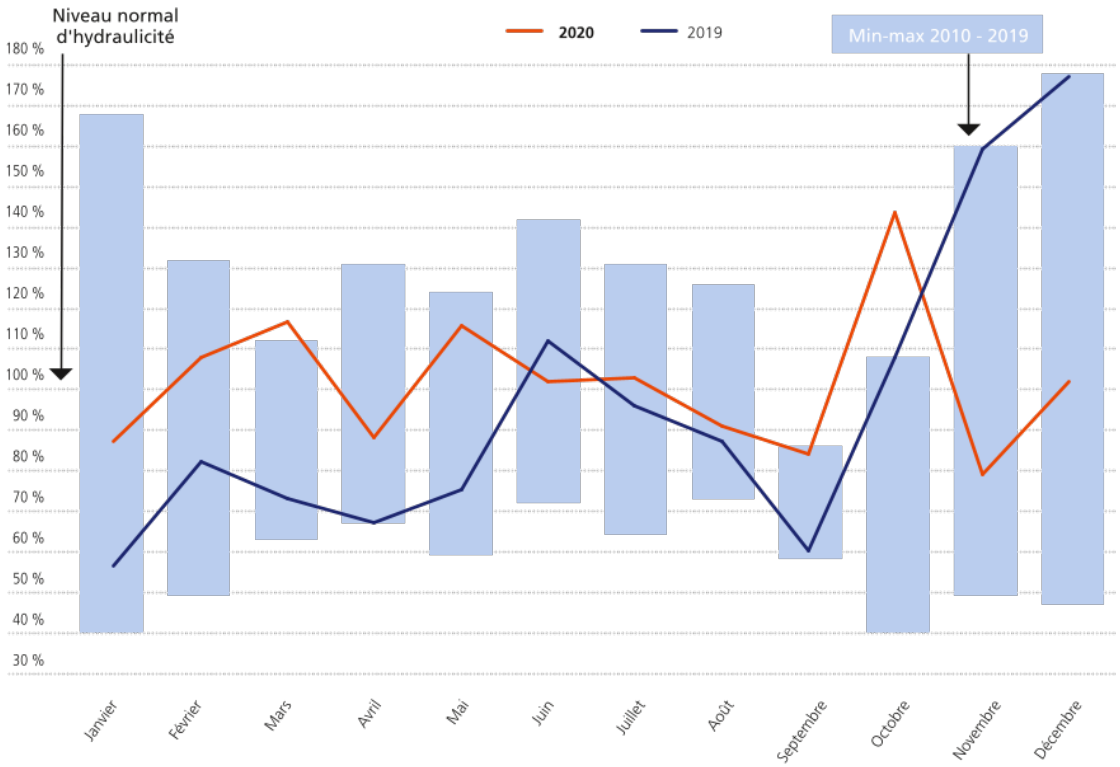
- un premier semestre normalement arrosé sur une grande partie de l'Europe, à l'exception de la Scandinavie, où la pluviométrie a été assez excédentaire et de l'Italie où elle a été assez déficitaire ;
- un deuxième semestre commençant par un été très sec puis un automne plus arrosé. En conséquence, la pluviométrie sur le second semestre est encore excédentaire sur la Scandinavie, et le devient au Royaume-Uni et en Europe Centrale.

En France, la pluviométrie de l'année 2020 a été globalement proche des normales à l'échelle du pays et à l'échelle annuelle, mais avec de forts contrastes régionaux. Les mois de février, juin, octobre et décembre ont été les plus arrosés. Ceux d'avril, juillet et novembre ont, par contre, été très secs. Il convient de noter un été particulièrement sec et chaud sur un grand quart Nord-Est conduisant à des étiages sévères sur les bassins dans cette zone.

L'enneigement sur les reliefs des Alpes Françaises et des Pyrénées a été précoce et s'est trouvé globalement excédentaire jusqu'à la fin de l'hiver sur les Alpes Françaises, et globalement plus proche de la normale sur les Pyrénées et le Rhin. À noter qu'en moyenne montagne (en dessous de 1 600 m), l'enneigement a été déficitaire du fait des températures anormalement élevées sur hiver 2019-2020. La fonte du manteau neigeux s'est donc produite de manière anticipée, dès la mi-mars, sur l'ensemble des reliefs.

Conséquence de ces conditions hydrométéorologiques, l'hydraulicité annuelle en France en 2020 ressort comme légèrement excédentaire d'environ 3 %. Toutefois, cet indicateur cache de fortes disparités tant spatiales que temporelles. Ainsi, les bassins de plaines et ceux du Massif Central sont assez souvent déficitaires à très déficitaires, tandis que les massifs Alpins et Pyrénéens ressortent souvent comme plus excédentaires.

Hydraulicité en France en 2020 et 2019 *



** Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.*

5.1.3 Événements marquants

5.1.3.1 Événements majeurs

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 13 mars 2020, du document d'enregistrement universel 2019 (voir sections 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2019 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

5.1.3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

- L'Assemblée générale du 7 mai 2020 a adopté **une raison d'être** intégrée dans les statuts : « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».
- **Renforcement de la gouvernance climatique** : le groupe EDF s'est doté de Référents Climat au sein de son Comité exécutif et de son Conseil d'administration (*cf.* CP du 10 décembre 2020) :
  - le Directeur Exécutif du Groupe en charge de l'Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie, Alexandre Perra, est Référent Climat au sein du Comité exécutif du Groupe. À ce titre, il présente l'ambition de neutralité carbone du Groupe au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration et au Conseil lui-même ;
  - la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise, Claire Pedini, est Référente Climat au sein du Conseil. À ce titre, elle veille, en lien avec le Président du Conseil d'administration et le Référent Climat du Comité exécutif, à ce que le Conseil identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique.
- Par ailleurs, ont été adoptés :
  - un objectif de neutralité carbone en 2050 ;
  - le rehaussement de l'objectif de réduction des émissions directes et indirectes du Groupe (scopes 1 et 2) porté de 40 à 50 % en 2030 par rapport à 2017 ;
  - un objectif de réduction de 28 % des émissions du scope 3 en 2030 par rapport à 2019 (*cf.* CP du 10 décembre 2020) ;
  - un objectif de sortie de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030 toutes zones géographiques confondues (*cf.* CP du 14 mai 2020).

Éolien

- EDF Renouvelables, Enbridge et wpd ont lancé la construction du parc éolien en mer de Fécamp (*cf.* CP d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020).
- Les groupes EDF et CEI (China Energy Investment Corporation) sont partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer de Chine (*cf.* CP d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020).
- La construction de la première phase du parc éolien de Taza au Maroc est prête à être lancée par le consortium EDF Renouvelables et Mitsui & Co. (*cf.* CP d'EDF Renouvelables du 9 septembre 2020).

Solaire

- Le consortium EDF – Jinko Power a remporté le plus puissant projet solaire au monde à Abu Dhabi (*cf.* CP d'EDF Renouvelables du 27 juillet 2020).

  Le consortium EDF renouvelables – Jinko Power a finalisé le financement du plus important projet photovoltaïque au monde à Abu Dhabi et lance sa construction (*cf.* CP du 22 décembre 2020).
- EDEN Renewables India s'est renforcé avec 1 350 MWc de nouvelles centrales solaires (*cf.* CP d'EDF Renouvelables du 1er octobre 2020).
- EDF Renewables Amérique du Nord et Geenex Solar ont signé un accord portant sur un portefeuille de 4,5 gigawatts de projets solaires à différents stades de développement aux États-Unis (*cf.* CP d'EDF Renewables du 16 octobre 2020).
- EDF Renouvelables a remporté 105 MW de projets solaires au sol en France lors du dernier appel d'offres solaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) (*cf.* CP d'EDF Renouvelables du 23 octobre 2020).
- EDF Renouvelables a remporté deux projets solaires au sol en Pays de la Loire lors du dernier appel d'offres solaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) (*cf.* CP d'EDF Renouvelables du 13 novembre 2020).
- EDF Renouvelables a mis en service une nouvelle centrale solaire avec stockage en Guyane (*cf.* CP d'EDF renouvelables du 2 décembre 2020).
- Bboxx, EDF et SunCulture se sont associés au gouvernement Togolais pour accélérer l'accès à l'agriculture durable grâce à l'énergie solaire (*cf.* CP du 18 décembre 2020).

Hydraulique

- EDF a mis en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère) (*cf.* CP du 9 octobre 2020).

Stockage

- EDF Renouvelables a signé un contrat pour un projet solaire de 200 MW avec 180 MW/4 heures de stockage dans le Nevada (*cf.* CP d'EDF Renouvelables du 29 juillet 2020).
- EDF Renewables North America a signé un contrat d'achat d'électricité avec CleanPowerSF pour l'extension du stockage du projet solaire Maverick 6 (*cf.* CP d'EDF Renewables du 28 septembre 2020).

Hydrogène

- Le ministère fédéral de l'Économie allemand a approuvé le financement du projet WESTKÜSTE100 (*cf.* CP du 5 août 2020).
- La communauté d'agglomération de l'Auxerrois, en partenariat avec Hynamics et Transdev, s'est engagée dans un projet d'hydrogène vert, au service de la transition énergétique de ses territoires (*cf.* CP du 17 décembre 2020).

Finance durable

- EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit de 200 millions d'euros indexée sur des critères ESG (*cf.* CP du 30 octobre 2020).

5.1.3.1.2 Filière nucléaire

- EDF Energy a déposé la demande d'autorisation d'aménagement (DCO) pour le projet Sizewell C au Royaume-Uni (*cf.* CP d'EDF Energy du 27 mai 2020).
- Le projet HPC a franchi un jalon majeur avec l'achèvement dans les délais du radier du 2e réacteur (*cf.* CP d'EDF Energy du 1er juin 2020).
- EDF estime entre 330 et 360 TWh la production d'électricité d'origine nucléaire chaque année en 2021 et 2022 (*cf.* CP du 16 avril 2020).
- EDF a présenté un premier point d'étape du plan excell, le plan d'excellence de la filière nucléaire (*cf.* CP du 15 octobre 2020).
- EDF a réajusté le coût du programme Grand Carénage (*cf.* CP du 29 octobre 2020).
- Hinkley Point B : La centrale nucléaire la plus productive du Royaume-Uni commencera son démantèlement d'ici juillet 2022 (*cf.* CP d'EDF Energy du 19 novembre 2020).
- Actualisation du projet Hinkley Point C (*cf.* CP du 27 janvier 2021).

5.1.3.1.3 Autres

- Edison a finalisé l'acquisition d'E2I et consolide son rôle de second opérateur éolien en Italie (*cf.* CP d'Edison du 16 février 2021).
- EDF a été désigné par l'Ofgem pour fournir les clients de Green Network Energy (*cf.* CP d'EDF Energy du 30 janvier 2021).
- Volkswagen Group France et EDF ont signé un partenariat pour accompagner leurs clients qui font le choix de la motorisation électrique (*cf.* CP du 15 janvier 2021).

5.1.3.2 Plan de cession d'actifs

Edison a finalisé la vente de l'activité Exploration & Production à Energean. Le périmètre cédé comprend les actifs, droits miniers et participations dans le secteur des hydrocarbures en Italie, en Égypte, en Grèce, au Royaume-Uni et en Croatie (*cf.* CP d'Edison du 17 décembre 2020).

Edison a annoncé la signature d'un accord avec Sval Energi pour la vente de 100 % d'Edison Norge AS, la société contrôlant les activités d'exploration et production en Norvège qui avait été exclue du périmètre de la vente à Energean (*cf.* CP d'Edison du 30 décembre 2020).

5.1.3.3 Structure financière

- EDF a levé 2,1 milliards d'euros par le biais de deux émissions hybrides libellées en euros (*cf.* CP du 8 septembre 2020).
- EDF a annoncé le succès de son émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) (*cf.* CP du 8 septembre 2020).

5.1.3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : voir note 2 « Synthèse des faits marquants » ;
- Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – tarifs bleus) : voir note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » ;
- Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) : voir note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » ;
- ARENH : voir note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » ;
- Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) : voir note 5.4.1 « Subventions d'exploitation » ;
- Mécanisme de capacité : voir note 5.1 « Chiffre d'affaires » ;
- Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) : voir note 5.4.3 « Autres produits et charges ».

5.1.3.5 Autres événements marquants

- **Crise sanitaire Covid-19** : les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont entraîné une baisse de la demande d'électricité et ont eu des répercussions importantes sur le Groupe qui a retiré en avril 2020 l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2021 (*cf.* CP du 14 avril 2020). Les nouvelles perspectives financières du Groupe figurent au chapitre 5.4.

  La crise sanitaire a eu des impacts sur la production nucléaire en France, sur la commercialisation et les services dans l'ensemble des géographies et sur les volumes acheminés en France. L'impact estimé sur l'EBE du Groupe s'élève à - 1 479 millions d'euros à fin décembre 2020 [(1)]. D'autres informations concernant les effets de la crise sanitaire ont été mises à disposition au cours de l'année dans les communiqués de presse suivants :

  - point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire (*cf.* CP du 23 mars 2020) ;
  - le groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire (*cf.* CP du 2 avril 2020) ;
  - crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients (*cf.* CP du 16 avril 2020) ;
  - EDF enrichit son offre de services pour faciliter la reprise d'activités d'entreprises avec le Pack Redémarrage (*cf.* CP du 8 juin 2020) ;
  - conformément à ce qui a été proposé par le Conseil d'administration, pour répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise que demande le contexte de crise actuel, l'Assemblée générale a décidé qu'aucun dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 autre que l'acompte sur dividende 2019 d'un montant de 0,15 euro ne serait versé et a également décidé de ne pas appliquer de majoration au titre de l'acompte sur dividende 2019 (*cf.* CP du 7 mai 2020).
- **Évolutions au sein du Comité exécutif du groupe EDF :**
  - Béatrice Buffon a été nommée Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale (*cf.* CP du 4 février 2020) ;
  - Alain Tranzer a été nommé au poste de Délégué Général à la Qualité Industrielle et aux Compétences Nucléaires (*cf.* CP du 14 février 2020).

5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2020 et 2019

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2020 et 2019 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France – Activités de production et commercialisation, France – Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Les impacts de la crise sanitaire mentionnés ci-après sont estimés. Ils sont décrits dans la note 1.4. « Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire) » des états financiers audités du Groupe au 31 décembre 2020.

(en millions d'euros)	2020	2019 [(1)]
Chiffre d'affaires	**69 031**	**71 347**
Achats de combustible et d'énergie	(32 425)	(35 091)
Autres consommations externes [(2)]	(8 461)	(8 625)
Charges de personnel	(13 957)	(13 797)
Impôts et taxes	(3 797)	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	5 783	6 687
Excédent brut d'exploitation	**16 174**	**16 723**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(175)	642
Dotations aux amortissements [(3)]	(10 838)	(10 020)
(Pertes de valeur)/reprises	(799)	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	(487)	(185)
Résultat d'exploitation	**3 875**	**6 757**
Coût de l'endettement financier brut	(1 610)	(1 806)
Effet de l'actualisation	(3 733)	(3 161)
Autres produits et charges financiers	2 761	4 603
Résultat financier	**(2 582)**	**(364)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**1 293**	**6 393**
Impôts sur les résultats	(945)	(1 532)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	425	818
Résultat net des activités en cours de cession	(158)	(497)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**615**	**5 182**
Dont résultat net – part du Groupe	**650**	**5 155**
Résultat net des activités poursuivies	804	5 639
Résultat net des activités en cours de cession	(154)	(484)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**(35)**	**27**
Activités poursuivies	(31)	40
Activités en cours de cession	(4)	(13)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

(2) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(3) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(1) Chiffre estimé. Voir note 1.4. « Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire) » des états financiers audités du Groupe au 31.12.2020.

5.1.4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 69 031 millions d'euros en 2020, en baisse de 2 316 millions d'euros (- 3,2 %). Hors effets de change (- 338 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 417 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de 3,4 %. Les impacts liés à la crise sanitaire ont un effet défavorable sur le chiffre d'affaires estimé à - 2 306 millions d'euros.

5.1.4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2020	2019 *	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**69 031**	**71 347**	**(2 316)**	**- 3,2**	**- 3,4**

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).*

5.1.4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est faite aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2020	2019 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France – Activités de production et commercialisation (2)	28 361	27 870	491	+ 1,8	+ 0,7
France – Activités régulées (3)	16 228	16 087	141	+ 0,9	+ 0,9
EDF Renouvelables	1 582	1 565	17	+ 1,1	+ 7,6
Dalkia	4 212	4 281	(69)	- 1,6	- 9,3
Framatome	3 295	3 377	(82)	- 2,4	- 3,1
Royaume-Uni	9 041	9 574	(533)	- 5,6	- 2,0
Italie	5 967	7 597	(1 630)	- 21,5	- 21,7
Autre international	2 420	2 690	(270)	- 10,0	- 5,1
Autres métiers	2 127	2 728	(601)	- 22,0	- 20,8
Éliminations inter-segments	(4 202)	(4 422)	220	- 5,0	- 4,2
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**69 031**	**71 347**	**(2 316)**	**- 3,2**	**- 3,4**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

(2) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

(3) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

5.1.4.1.2.1 France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités de production et commercialisation** s'élève à 28 361 millions d'euros, en hausse de 491 millions d'euros (+ 1,8 %), et de 206 millions d'euros (+ 0,7 %) en organique par rapport à 2019. L'impact estimé de la crise sanitaire s'élève à - 1 083 millions d'euros.

La part « énergie » des ventes décroît de 708 millions d'euros malgré un effet prix de l'énergie positif de + 1 215 millions d'euros qui ne permet pas de compenser l'effet volume de - 1 923 millions d'euros lié à la forte baisse de la production nucléaire.

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur l'évolution du chiffre d'affaires pour un montant estimé à + 487 millions d'euros. Cette hausse résulte principalement du rattrapage tarifaire relatif à 2019 (+ 256 millions d'euros), de la hausse des coûts CEE dans les offres (+ 80 millions d'euros) et de la capacité facturée aux clients finaux (+ 60 millions d'euros).

La revente des obligations d'achat est en baisse de 97 millions d'euros, en raison principalement de la baisse des prix de marché *spot* sur le premier semestre, partiellement compensée par une hausse des prix de la capacité (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères ont un impact positif du fait de ventes sur une année de livraison supplémentaire par rapport à 2019 du fait d'un changement réglementaire (voir section 5.1.4.2.2.1).

Enfin, divers éléments contribuent à l'évolution favorable du chiffre d'affaires dont les filiales des activités commerciales.

Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 335,4 TWh, en baisse de 44,1 TWh par rapport à 2019, dont environ 33 TWh (1) en lien avec la crise sanitaire. Cette dernière a, d'une part, rallongé la durée des arrêts du fait de la mise en place des protocoles sanitaires et, d'autre part, imposé une réorganisation complète du planning d'arrêts. Par ailleurs, l'année 2020 a été marquée par la prolongation des arrêts de Flamanville 1 et 2 et de Paluel 2. Les deux réacteurs de Fessenheim ont fait l'objet d'une mise à l'arrêt définitif en 2020 suite à la décision de fermeture anticipée de la centrale par le Gouvernement français (2).

La production hydraulique brute s'élève à 44,7 TWh (3), en hausse de 12,6 % (+ 5,0 TWh) par rapport à 2019. Cette augmentation s'explique par une hydraulicité légèrement meilleure que la moyenne historique en 2020, alors qu'elle avait été très inférieure aux moyennes historiques en 2019 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques à flammes ont été sollicitées à hauteur de 8,8 TWh soit - 1,0 TWh par rapport à 2019.

(1) Chiffre estimé. Voir note 1.4. « Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire) » des états financiers audités du Groupe au 31 décembre 2020.

(2) Aux termes du protocole signé entre EDF et l'État, un montant de 370 millions d'euros a été reçu en 2020 au titre de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses liées à la fermeture de la centrale.

(3) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 38,5 TWh en 2020 (vs 33,4 TWh en 2019).

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises locales de distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 25,9 TWh, dont 12,2 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 53,9 TWh. La baisse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2019 de 9,0 TWh s'explique par la baisse de la production nucléaire en partie compensées par la hausse de la production hydraulique et la baisse des ventes aux clients finaux.

5.1.4.1.2.2 France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 16 228 millions d'euros, en hausse organique de 141 millions d'euros (+ 0,9 %) par rapport à 2019. L'impact estimé de la crise sanitaire s'élève à - 278 millions d'euros.

Pour Enedis [(1)], il bénéficie essentiellement d'un effet prix favorable (+ 462 millions d'euros) principalement du fait de l'évolution de l'indexation du TURPE 5 distribution [(2)] et ce, malgré l'effet de l'optimisation du tarif par les fournisseurs. La crise sanitaire a entraîné de moindres quantités acheminées et une baisse des prestations de raccordement au réseau qui ont également pesé sur les recettes, principalement au premier semestre.

Par ailleurs, les impacts liés au climat ont un effet défavorable sur les ventes estimé à - 236 millions d'euros.

5.1.4.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 582 millions d'euros, en hausse organique de 119 millions d'euros (+ 7,6 %) par rapport à 2019.

Dans le contexte de crise sanitaire, le chiffre d'affaires de la production affiche une croissance organique de + 3,7 % grâce, d'une part, à une exposition limitée du parc en exploitation aux prix de marché, et d'autre part à des volumes produits par les parcs éoliens et solaires en hausse organique (+ 6,3 %) du fait des mises en service au second semestre 2019 et de conditions de vent et d'ensoleillement globalement favorables. Par ailleurs, les activités renouvelables aux États-Unis (solaire distribué) enregistrent une croissance organique de leur chiffre d'affaires de 33,6 % confirmant ainsi la reprise constatée au second trimestre 2020, après une année 2019 particulièrement difficile.

5.1.4.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 4 212 millions d'euros, en baisse organique de 399 millions d'euros (- 9,3 %) par rapport à 2019.

Cette évolution s'explique par l'impact de la crise sanitaire, estimé à - 193 millions d'euros, sur le volume d'activités de Dalkia (travaux à l'arrêt au premier semestre, tant en France qu'à l'international, services aux industries et aux bâtiments fortement réduits), par la baisse importante du prix du gaz par rapport à 2019 sans répercussion sur l'EBE et, dans une moindre mesure, par la douceur climatique.

Les activités de réseaux de chaleur, de services énergétiques et de froid industriel ont démontré leur résilience pendant la crise sanitaire pour soutenir la continuité de services essentiels (hôpitaux, froid alimentaire, industries, *data center*…).

Le dynamisme commercial se poursuit, malgré le contexte lié à la crise sanitaire notamment en France, avec la signature ou le renouvellement de nombreux contrats, comme par exemple le nouveau contrat de performance énergétique de 15 ans avec Thales Alenia Space pour son site de Cannes ou le renouvellement, pour 8 ans, du contrat d'exploitation avec objectifs de performance énergétique des installations du CHU de Reims et du CH d'Épernay.

5.1.4.1.2.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 295 millions d'euros en 2020, en diminution organique de - 3,1 % par rapport à 2019. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe.

Le chiffre d'affaires est notamment impacté par les effets de la crise Covid (estimés à - 78 millions d'euros) principalement sur les ventes de l'activité de la Base installée.

Les prises de commandes (y compris auprès d'EDF SA) s'élèvent à 2,9 milliards d'euros en 2020.

Sur le plan commercial, Framatome a remporté en octobre auprès de Nextera le contrat de modernisation du système de contrôle-commande pour la centrale nucléaire de Turkey Point aux États-Unis.

5.1.4.1.2.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 9 041 millions d'euros en 2020, en baisse de 533 millions d'euros par rapport à 2019. Hors effets de change (- 126 millions d'euros) et effet périmètre (- 220 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de 2,0 % par rapport à 2019.

La baisse du chiffre d'affaires s'explique principalement par les effets de la crise sanitaire sur les volumes de vente de l'activité de commercialisation, la baisse de la production nucléaire (- 5,3 TWh) et la baisse des revenus de capacité. Ces effets sont partiellement compensés par la hausse des prix réalisés de vente de la production nucléaire.

5.1.4.1.2.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 5 967 millions d'euros, en baisse organique de 1 650 millions d'euros (- 21,7 %) par rapport à 2019.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en diminution en lien avec la baisse des prix sur l'ensemble des marchés (cette évolution a un effet limité sur la marge). L'impact de la crise sanitaire sur les volumes vendus aux clients professionnels (environ - 40 millions d'euros), l'hiver doux (environ - 42 millions d'euros) et la réduction des ventes de gaz pour la production thermoélectrique contribuent aussi à ce recul.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est en réduction notamment en raison de la baisse des prix de l'électricité. La crise sanitaire a également induit une baisse des volumes vendus aux clients professionnels (environ - 50 millions d'euros).

5.1.4.1.2.8 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 420 millions d'euros en 2020, en baisse organique de 136 millions d'euros par rapport à 2019 (soit - 5,1 %).

En Belgique [(3)], le chiffre d'affaires s'élève à 1 736 millions d'euros, en baisse organique de - 183 millions d'euros (- 9,6 %) par rapport à 2019. La crise sanitaire a un impact défavorable estimé à - 80 millions d'euros en lien avec la baisse de la consommation, un effet prix de marché défavorable et une décroissance des activités de services. Le chiffre d'affaires est affecté par la baisse des prix de marché (électricité et gaz) pour les clients particuliers et industriels et par un effet volume négatif en lien avec un climat doux et une concurrence toujours accrue. Par ailleurs, l'année 2020 a bénéficié d'une forte augmentation de la production des parcs éoliens, qui s'élève à 1,17 TWh (+ 25 % par rapport à fin 2019), grâce à des conditions de vent favorables et à l'augmentation de la capacité installée.

Au Brésil, le chiffre d'affaires s'élève à 474 millions d'euros, en augmentation organique (+ 9,2 %) avec la réévaluation du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) de Norte Fluminense en novembre 2019 de + 5 % et de + 28 % en novembre 2020. Cette réévaluation est liée à l'indexation au prix du gaz et à la dégradation du réal brésilien face au dollar. L'effet de la crise sanitaire au Brésil est non significatif compte tenu des activités du Groupe. Il convient de noter un effet de change négatif important du fait de la dépréciation du réal brésilien face à l'euro.

5.1.4.1.2.9 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 127 millions d'euros en 2020, en baisse organique de 568 millions d'euros par rapport à 2019 (soit - 20,8 %). L'impact estimé du Covid s'élève à - 53 millions d'euros.

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 729 millions d'euros en diminution organique de 492 millions d'euros (- 40,3 %) impacté par la forte baisse des prix de gros et par une diminution de l'utilisation des capacités du Groupe.
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 912 millions d'euros, en baisse organique de 9,1 %. La crise sanitaire affecte la marge de *trading* à hauteur d'un montant estimé à - 22 millions d'euros du fait de l'augmentation des provisions pour risque de contrepartie. La performance des activités de *trading* reste soutenue grâce notamment à la volatilité élevée en 2020, après une performance 2019 exceptionnelle. L'augmentation des activités de couverture, ainsi que les activités d'optimisation GNL et de *trading* GPL contribuent aussi à ce résultat.
- Le chiffre d'affaires de Citelum s'élève à 305 millions d'euros.

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

(2) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,75 % au 1er août 2020 et de + 3,04 % au 1er août 2019.

(3) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

5.1.4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 16 174 millions d'euros en 2020, en baisse de 3,3 % par rapport à 2019. Hors effets de change (- 75 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 24 millions d'euros), l'EBE est en baisse organique de 2,7 % démontrant la bonne résistance du Groupe à la crise.

L'impact estimé de la crise sanitaire s'élève à - 1 479 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2020	2019 *	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**69 031**	**71 347**	**(2 316)**	**- 3,2**	**- 3,4**
Achats de combustible et d'énergie	(32 425)	(35 091)	2 666	- 7,6	- 8,0
Autres consommations externes	(8 461)	(8 625)	164	- 1,9	- 2,8
Charges de personnel	(13 957)	(13 797)	(160)	+ 1,2	+ 1,1
Impôts et taxes	(3 797)	(3 798)	1	0,0	+ 1,3
Autres produits et charges opérationnels	5 783	6 687	(904)	- 13,5	- 13,3
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**16 174**	**16 723**	**(549)**	**- 3,3**	**- 2,7**

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).*

5.1.4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 32 425 millions d'euros en 2020, en baisse de 2 666 millions d'euros (- 7,6 %) et en baisse organique de 2 796 millions d'euros (- 8,0 %).
  - Sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 13 191 millions d'euros, en hausse organique de 104 millions d'euros (+ 0,8 %) par rapport à 2019 principalement du fait de l'augmentation des obligations d'achats d'énergies renouvelables.
  - Au **Royaume-Uni**, la baisse organique de 322 millions d'euros (- 5,1 %) est principalement liée à un effet prix favorable sur la fourniture de gaz, à la baisse des volumes de ventes d'électricité sur le segment des entreprises pour les activités de commercialisation, ainsi qu'à la moindre consommation de combustibles en raison de la baisse des productions thermique et nucléaire.
  - En **Italie**, la baisse de 1 705 millions d'euros (- 28,1 %), est essentiellement liée à celles du prix du gaz et des volumes de gaz (sur le marché de gros).
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 461 millions d'euros, en baisse de 164 millions d'euros (- 1,9 %) et en baisse organique de 242 millions d'euros par rapport à 2019 (- 2,8 %).
  - Sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes s'élèvent à 2 332 millions d'euros. La baisse organique de 95 millions d'euros (soit - 3,9 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités ainsi que l'impact de la crise sanitaire en particulier sur les déplacements.
  - Sur le segment **France – Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 1 584 millions d'euros. La hausse organique de 27 millions d'euros (soit + 1,7 %) reflète la baisse de la production immobilisée en lien avec l'activité de raccordement au réseau pendant la crise sanitaire, et ce malgré la baisse des frais de déplacements.
  - **Au Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en hausse organique de 16 millions d'euros (+ 1,7 %) en raison principalement de la crise sanitaire et de ses effets sur la maintenance du parc nucléaire.
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 34 millions d'euros (+ 6,1 %) principalement liée à la croissance des activités renouvelables aux États-Unis.
  - **Dalkia** enregistre une hausse de 129 millions d'euros qui comprend un effet périmètre de 242 millions d'euros résultant essentiellement de la consolidation en intégration globale des activités au Royaume-Uni codétenues avec EDF Energy et de l'acquisition de Breathe Energy fin 2019. La baisse organique s'élève à 110 millions d'euros et reflète la baisse des activités de services et de travaux sous-traités du fait de la crise sanitaire.
- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 13 957 millions d'euros, en hausse de 160 millions d'euros (+ 1,2 %) et en hausse organique de 157 millions d'euros par rapport à 2019 (+ 1,1 %).
  - Sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 045 millions d'euros et sont en hausse de 13 millions d'euros (+ 0,2 %) et stables en organique par rapport à 2019, traduisant notamment l'impact de l'accord de relance d'activité partiellement compensé par une baisse des effectifs. Les effectifs moyens sont en baisse de 0,1 % (1) par rapport à 2019 sur l'ensemble des métiers.
  - Sur le segment **France – Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 208 millions d'euros et sont en hausse de 69 millions d'euros (+ 2,2 %) par rapport à 2019, essentiellement liée à des augmentations de rémunération et en particulier aux effets de l'accord de relance de l'activité. Les effectifs moyens (1) sont en légère baisse par rapport à 2019.
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse de 18 millions d'euros (+ 4,9 %) et une hausse organique des charges de personnel de 36 millions d'euros (+ 9,7 %) qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs en lien notamment avec la croissance des activités de développement et construction.
  - **Dalkia** enregistre une hausse de 107 millions d'euros (+ 11,0 %) correspondant à un effet périmètre de 87 millions d'euros suite à la consolidation en intégration globale des activités au Royaume-Uni codétenues avec EDF Energy et de l'acquisition de Breathe Energy fin 2019 et à une hausse organique de 22 millions d'euros (+ 2,3 %) qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 797 millions d'euros en 2020, en hausse organique de 48 millions d'euros (+ 1,3 %) par rapport à 2019.
  - Au Brésil, la hausse organique de 21 millions d'euros provient principalement de la taxe ICMS (sans impact EBE)
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 5 783 millions d'euros en 2020, en baisse organique de 888 millions d'euros par rapport à 2019 (- 13,3 %).
  - Sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la baisse du produit net pour 353 millions d'euros (- 7,7 %) et de 348 millions d'euros en organique (- 7,6 %) est principalement attribuable aux mouvements sur les provisions liées au combustible.
  - Sur le segment **France – Activités régulées**, la diminution de - 49 millions d'euros (- 3,4 %) s'explique principalement par de moindres pénalités pour coupures longues.
  - Au **Royaume-Uni**, les pertes sont en hausse de 50 millions d'euros (+ 22,8 %) et de 53 millions d'euros en organique (+ 24,2 %) du fait notamment de l'augmentation des provisions pour créances douteuses liées à la crise sanitaire sur les segments des particuliers et des professionnels.
  - **EDF Renouvelables** enregistre une baisse organique de 320 millions d'euros (- 48,3 %) provenant principalement de la cession en 2019 de 50 % du projet de parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG), sans équivalent en 2020.

(1) Hors apprentis et contrats d'alternance.

5.1.4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2020	2019 *	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France – Activités de production et commercialisation	7 412	7 615	(203)	- 2,7	- 2,7
France – Activités régulées	5 206	5 101	105	+ 2,1	+ 2,1
EDF Renouvelables	848	1 193	(345)	- 28,9	- 23,0
Dalkia	290	349	(59)	- 16,9	- 17,5
Framatome	271	256	15	+ 5,9	+ 4,7
Royaume-Uni	823	772	51	+ 6,6	+ 9,8
Italie	683	593	90	+ 15,2	+ 8,4
Autre international	380	339	41	+ 12,1	+ 20,9
Autres métiers	261	505	(244)	- 48,3	- 44,8
EBE GROUPE	**16 174**	**16 723**	**(549)**	**- 3,3**	**- 2,7**

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).*

5.1.4.2.2.1 France – Activités de production et commercialisation

L'EBE du segment **France – Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de 2,7 % par rapport à 2019 et s'élève à 7 412 millions d'euros.

Au global, la crise sanitaire affecte l'EBE du segment pour un montant estimé à - 872 millions d'euros en lien avec la moindre production nucléaire (environ - 33 TWh soit environ - 0,6 milliard d'euros), la baisse de la consommation (environ - 8 TWh soit environ - 0,2 milliard d'euros) et l'augmentation estimée des créances clients irrécouvrables (environ - 0,1 milliard d'euros).

Hors effet de la crise sanitaire, l'EBE serait en croissance de + 8,8 %.

La baisse de production nucléaire de - 11 TWh hors effet Covid provient de l'arrêt définitif de Fessenheim, des prolongations d'arrêts sur Flamanville 1 et 2 et Paluel 2, minorées des reports d'arrêts pour garantir la couverture de la demande (+ 14 TWh). La production hydraulique est, quant à elle, en augmentation de 5,1 TWh après déduction de pompage. L'effet net de la production nucléaire hors Covid et de la production hydraulique est estimé à - 209 millions d'euros.

Les prix de l'énergie ont un effet positif pour un montant estimé à 748 millions d'euros du fait des hausses tarifaires [1] de juin 2019 et de février 2020 (cette dernière intégrant la moitié du rattrapage tarifaire de 2019).

L'EBE bénéficie par ailleurs de l'augmentation des revenus de capacité. En effet, conformément aux règles de mise aux enchères des capacités, RTE a procédé en 2020 à des enchères sur les années 2021 et 2022 pour des volumes équivalents, ce qui a conduit à enregistrer en 2020 deux années de revenu au titre de ces enchères. Par ailleurs, l'année 2020 a été marquée par une hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes. Cette hausse s'explique principalement par la diminution de la disponibilité du parc à cet horizon dans le contexte lié à la crise Covid-19.

Les charges opérationnelles [2] ont diminué de 148 millions d'euros, soit - 2,2 %, en partie liée à la baisse des effectifs.

5.1.4.2.2.2 France – Activités régulées

L'EBE du segment **France – Activités régulées** s'élève à 5 206 millions d'euros, en hausse organique de 2,1 % par rapport à 2019 malgré la crise.

L'évolution des prix a un effet positif de + 391 millions d'euros en lien principalement avec l'évolution des indexations du TURPE 5 [3] distribution et transport intervenues au 1er août 2019 et 2020.

Le climat doux générant de moindres volumes distribués a eu un effet défavorable estimé à - 151 millions d'euros (soit - 6,8 TWh). Par ailleurs, les conséquences des aléas climatiques sont moindres en 2020 comparé à 2019 (+ 57 millions d'euros).

La baisse des volumes distribués (environ - 8,4 TWh hors effet climat) et le ralentissement des prestations de raccordement au réseau reflètent l'impact de la crise sanitaire sur l'activité. Celui-ci est estimé au total à - 237 millions d'euros.

Hors effet de la crise sanitaire, l'EBE serait en croissance de + 6,7 %.

5.1.4.2.2.3 EDF Renouvelables

L'EBE du segment **EDF Renouvelables** s'élève à 848 millions d'euros, en baisse organique de - 23,0 % par rapport à 2019.

Le niveau exceptionnel des opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » en 2019 est sans équivalent en 2020 et explique une baisse de l'EBE 2020 de 313 millions d'euros notamment du fait de la cession de 50 % du projet de parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe [4] (NnG).

La croissance de la production et des activités Solaires distribués & Exploitation Maintenance (principalement aux États – Unis) contribuent favorablement à l'EBE.

Les coûts de développement augmentent pour accompagner la croissance de l'activité et l'implantation dans de nouvelles zones.

Les effets de la crise sanitaire sont non significatifs pour les activités d'EDF Renouvelables.

5.1.4.2.2.4 Dalkia

L'EBE du segment **Dalkia** atteint 290 millions d'euros, en baisse organique de 17,5 % par rapport à 2019.

La crise sanitaire a affecté l'EBE en raison notamment des fermetures de nombreux sites clients et du report de chantiers (montant estimé à - 40 millions d'euros) principalement au premier semestre avec une bonne reprise des activités au second semestre. Dalkia est resté mobilisé tout au long de l'année aux côtés de ses clients pour assurer la continuité des services essentiels en particulier dans le secteur hospitalier.

Le plan de performance opérationnelle et la maîtrise des frais de structure permettent un renforcement de la compétitivité. La signature de nouveaux contrats et le renouvellement de contrats commerciaux existants ont aussi un effet favorable sur l'EBE. Ainsi, Dalkia a signé des contrats de performance énergétique notamment avec le centre hospitalier de Pontoise et avec Thales Alenia Space pour son site à Cannes. Ce dernier contrat constitue un exemple concret de décarbonation de l'industrie (45 % d'économie sur l'énergie dédiée à l'eau chaude et 980 tonnes de CO_2 évitées chaque année).

En revanche, les difficultés ponctuelles rencontrées sur des contrats au Royaume-Uni pénalisent la performance financière.

(1) Évolution tarifaire de + 7,7 % HT au 1er juin 2019 et au et + 3,0 % HT au 1er février 2020 (incluant la moitié du rattrapage tarifaire).

(2) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre, normes, taux de change et taux d'actualisation des retraites constants. Hors coûts des ventes des activités de services.

(3) Indexation TURPE 5 Distribution de + 3,04 % et + 2,75 % et du TURPE 5 Transport de + 2,16 % et - 1,08 % respectivement au 1er août 2019 et au 1er août 2020.

(4) La plus-value enregistrée comprend aussi la réévaluation des titres conservés suite à la perte de contrôle de la société.

5.1.4.2.2.5 Framatome

L'EBE de **Framatome** s'élève à 534 millions d'euros en 2020, soit une hausse organique de + 0,8 % malgré les effets de la crise sanitaire. La performance de Framatome permet une contribution à l'EBE du Groupe pour un montant de 271 millions d'euros, soit une hausse organique de près de 5 % par rapport à 2019.

La résilience des activités de fabrication d'assemblages de combustibles (en France, en Allemagne et aux États-Unis), ainsi qu'un meilleur mix produit de ventes qu'en 2019 permettent un rebond de l'EBE. Cette croissance associée à la poursuite du plan de réduction des coûts opérationnels et de structure conforte les résultats de Framatome.

La crise sanitaire impacte principalement les activités de la « Base installée » et « Projets et fabrication de composants » pour un montant total estimé à - 47 millions d'euros.

Framatome développe son expertise en ingénierie et étend ses capacités dans le contrôle commande grâce à la signature avec Rolls-Royce d'un accord en vue de l'acquisition de son activité de contrôle-commande.

5.1.4.2.2.6 Royaume-Uni

L'EBE du segment **Royaume-Uni** est en hausse et s'élève à 823 millions d'euros, soit + 9,8 % en variation organique malgré les effets de la crise sanitaire grâce à un effet prix positif.

La crise sanitaire a un impact négatif global sur l'EBE de - 182 millions d'euros principalement en lien avec la baisse des consommations des clients industriels et professionnels et l'augmentation des risques de recouvrement sur les créances commerciales.

Hors effet de la crise sanitaire, l'EBE serait en croissance de + 33,4 %.

L'EBE est pénalisé par le recul de la production nucléaire en 2020 [1] du fait principalement de l'arrêt pour inspection graphite d'Hinkley Point B. La centrale d'Hunterston B a redémarré en septembre et Dungeness B est toujours à l'arrêt à ce jour. En revanche, l'EBE bénéficie de la hausse des prix réalisés du nucléaire (+ 10,3 £/MWh).

La marge du segment des clients résidentiels est en amélioration malgré un portefeuille en baisse, dans un contexte qui reste toujours très concurrentiel.

5.1.4.2.2.7 Italie

L'EBE du segment **Italie** est en croissance organique de 8,4 % malgré les effets de la crise sanitaire et s'élève à 683 millions d'euros. La bonne résilience face à la crise Covid-19 est essentiellement liée à la forte intégration amont/aval de l'activité en Italie, avec une flexibilité importante sur l'amont qui a permis de compenser les impacts du Covid concentrés sur l'aval.

Dans les activités électricité, l'EBE est en progression grâce à une meilleure contribution de la production renouvelable (hydraulique et éolienne) et la performance des services rendus au système électrique en lien notamment avec une bonne optimisation de la flexibilité du parc.

Dans les activités gaz, l'EBE bénéficie d'une meilleure optimisation grâce à la flexibilité des contrats d'approvisionnement par gazoduc dans un contexte de volatilité.

Les activités de commercialisation bénéficient d'une amélioration des marges sur les ventes d'électricité pour les clients résidentiels et industriels et de la progression des services aux clients résidentiels. En revanche, le climat doux en début d'année a eu un effet défavorable sur les marges gaz.

La crise sanitaire affecte l'EBE de l'Italie pour un montant estimé à - 60 millions d'euros principalement en raison de la baisse de la demande des clients industriels (gaz, électricité et services).

La cession de la majeure partie des activités d'Exploration & Production (E&P) d'hydrocarbures, hors Algérie et Norvège et la cession prochaine des activités E&P en Norvège suite à la signature fin décembre 2020 d'un accord [2], permettent un recentrage sur les activités stratégiques.

5.1.4.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** est en hausse organique de 20,9 %, à 380 millions d'euros.

En **Belgique** [3], l'EBE est en croissance organique (+ 18,9 %). La croissance de l'EBE est portée par une meilleure production du parc nucléaire et par des conditions de prix plus favorables qu'en 2019. L'année 2020 bénéficie aussi d'une bonne performance de la production des parcs éoliens (+ 26 %), grâce à des conditions de vent favorables et au développement de la capacité installée. La capacité éolienne nette installée atteint 548 MW [4], soit + 13,5 % par rapport à fin 2019. La crise sanitaire a un impact défavorable estimé à - 26 millions d'euros en lien avec la baisse de la consommation et des activités de services et des risques de recouvrement sur les créances commerciales. Luminus poursuit sa stratégie de développement en Belgique avec la signature d'un accord en vue de l'acquisition d'Essent Belgium [5] (un portefeuille d'environ 330 000 clients).

Au **Brésil**, l'EBE est en augmentation organique (+ 16,7 %) principalement en lien avec la réévaluation en 2019 et 2020 du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense. Cette évolution est pénalisée par un effet change défavorable (dépréciation du réal brésilien face à l'euro). L'effet de la crise sanitaire au Brésil est non significatif, compte tenu des activités du Groupe dans ce pays.

5.1.4.2.2.9 Autres métiers

L'EBE du segment **Autres métiers** est en baisse organique de - 44,8 %, à 261 millions d'euros.

L'activité gazière est affectée par une provision pour contrats onéreux enregistrée en raison principalement de la révision à la baisse des *spreads* Europe – États-Unis à moyen et long terme.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 633 millions d'euros, en baisse organique de - 11,2 % par rapport à une année 2019 exceptionnelle. Dans un contexte d'incertitudes liées à la crise et de volatilité, la performance des activités de *trading* reste soutenue générant un bon résultat 2020. L'EBE bénéficie aussi de l'accroissement des activités de couverture ainsi que des activités d'optimisation GNL. La crise sanitaire affecte de manière limitée la marge de *trading*.

(1) L'arrêt d'une des deux turbines de Sizewell B à la demande de National Grid entre mai et septembre 2020 a eu un impact défavorable de 2,1 TWh sur la production 2020. Cette perte a été financièrement compensée par National Grid.

(2) Voir le communiqué de presse d'Edison du 30 décembre 2020.

(3) Luminus et EDF Belgium.

(4) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 588 MW à fin décembre 2020 (+ 13,3 %).

(5) Voir le communique de presse de Luminus du 5 février 2021.

5.1.4.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 3 875 millions d'euros en 2020, en baisse de 2 882 millions d'euros (- 42,7 %) et en baisse organique de 2 810 millions d'euros par rapport à 2019 (- 41,6 %).

(en millions d'euros)	2020	2019 (1)	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**16 174**	**16 723**	**(549)**	**- 3,3**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	(175)	642	(817)	- 127,3
Dotations aux amortissements (2)	(10 838)	(10 020)	(818)	+ 8,2
(Pertes de valeur)/reprises	(799)	(403)	(396)	+ 98,3
Autres produits et charges d'exploitation	(487)	(185)	(302)	+ 163,2
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 875**	**6 757**	**(2 882)**	**- 42,7**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

5.1.4.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de 642 millions d'euros en 2019 à - 175 millions d'euros en 2020 soit une variation de 817 millions d'euros en lien avec les opérations portées par EDF Trading pour le compte des entités d'EDF et les positions sur le gaz d'Edison.

5.1.4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 818 millions d'euros par rapport à 2019.

- Le segment **France – Activités de production et commercialisation** enregistre une hausse des dotations aux amortissements de 566 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par les mises en service sur le parc nucléaire et, dans une moindre mesure, par les amortissements accélérés sur le parc charbon à partir du 1er juin 2019.
- Le segment **France – Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 114 millions d'euros, principalement du fait des investissements de raccordement et de renforcement de réseaux.
- Les dotations aux amortissements **au Royaume-Uni** sont en hausse de 113 millions d'euros rapport à 2019 du fait notamment de l'accélération des amortissements sur Hunterston B, Dungeness et Hinkley Point B.

5.1.4.3.3 Pertes de valeur/reprises

En 2020, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 799 millions d'euros principalement liées à l'activité nucléaire au Royaume-Uni.

5.1.4.3.4 Autres produits et charges d'exploitation

En 2020, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 487 millions d'euros. Ils sont portés pour - 405 millions d'euros par le segment France – Activités de production et commercialisation principalement au titre du coût des travaux de réparation des soudures des traversées vapeur sur le chantier de Flamanville 3 (1).

En 2019, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à - 185 millions d'euros. Ils comprenaient en particulier la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) réalisée sur le premier semestre 2019 (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019), ainsi que des provisions pour restructurations dans certaines entités du Groupe.

5.1.4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2020	2019 *	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 610)	(1 806)	196	- 10,9
Effet de l'actualisation	(3 733)	(3 161)	(572)	+ 18,1
Autres produits et charges financiers	2 761	4 603	(1 842)	- 40,0
Résultat financier	**(2 582)**	**(364)**	**(2 218)**	**n.a.**

n.a. : non applicable.

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).*

(1) Comptabilisation conforme à la norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affectent le résultat net part du Groupe, sans impact sur le résultat net courant.

Le résultat financier représente une charge de 2 582 millions d'euros en 2020, en dégradation de 2 218 millions d'euros par rapport à 2019. Cette évolution s'explique par :

- une baisse de 1 842 millions d'euros des autres produits et charges financières principalement en raison de la variation de juste valeur du portefeuille des actifs dédiés liée à la performance des marchés actions et fonds de crédits malgré une bonne performance des actifs pendant la crise sanitaire, comparée à une performance exceptionnelle du portefeuille en 2019 (variation de juste valeur de + 1 218 millions d'euros en 2020 contre + 2 545 millions d'euros en 2019, soit une baisse de 1 327 millions d'euros) ;
- une augmentation de l'effet de désactualisation de 572 millions d'euros en lien avec la baisse plus importante des taux d'actualisation, principalement en raison de l'impact de la baisse des taux de marché sur le taux d'actualisation des provisions nucléaires en France. Par ailleurs, à compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué (voir note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2020). Le taux d'actualisation s'établit à 3,3 % au 31 décembre 2020, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,2 % (*vs* respectivement 3,7 % et 1,4 % au 31 décembre 2019), soit une baisse du taux réel de 0,2 % en 2020 *vs* 0,1 % en 2019 ;
- une baisse du coût de l'endettement financier brut de 196 millions d'euros en raison des remboursements de dettes et d'émissions à taux plus favorables ainsi que d'effets favorables de change nets de couverture.

5.1.4.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à - 945 millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 % (contre - 1 532 millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 23,96 %).

La baisse de la charge d'impôt de 587 millions d'euros entre 2020 et 2019 est essentiellement liée à la baisse du résultat avant impôt de 5 100 millions d'euros, entraînant une charge d'impôt moindre de 1 633 millions d'euros, partiellement compensée par :

- l'effet défavorable de la hausse du taux d'imposition de 17 % à 19 % au Royaume-Uni ;
- l'absence d'effet favorable de cession d'actifs en 2020 (Alpiq, NnG en 2019) ;
- la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA pour un impact de - 177 millions d'euros, ainsi que des actifs d'impôts différés non reconnus pour - 361 millions d'euros, en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les conséquences des contentieux fiscaux, les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur et les impacts des changements de taux au Royaume-Uni), le taux effectif d'impôt courant en 2020 est de 19,0 %, contre 18,0 % en 2019.

5.1.4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 425 millions d'euros en 2020, contre 818 millions d'euros en 2019. La baisse de 393 millions d'euros est principalement portée le résultat de CENG qui s'élève à 63 millions au 31 décembre 2020 soit une baisse de 225 millions d'euros par rapport à 2019.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2020 des pertes de valeur pour un montant total de 189 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 12 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

5.1.4.7 Résultat net des activités en cours de cession

Le résultat net des activités en cours de cession comprend les éléments du compte de résultat de l'activité « E&P » d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs (voir note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).

5.1.4.8 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à - 35 millions d'euros en 2020, en baisse de 62 millions d'euros par rapport à 2019.

5.1.4.9 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 650 millions d'euros en 2020, en baisse de 4 505 millions d'euros par rapport à 2019, en raison notamment des pertes enregistrées sur le résultat d'exploitation (- 2 882 millions d'euros) et sur le résultat financier (- 2 218 millions d'euros).

	2020	2019 *
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EN EUROS)*		
Résultat par action	0,05	1,50
Résultat dilué par action	0,05	1,50
Résultat par action des activités poursuivies	0,10	1,67
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,10	1,67

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).*

5.1.4.10 Résultat net courant

Le résultat net courant [(1)] s'établit à 1 969 millions d'euros en 2020, en baisse de 1 902 millions d'euros par rapport à 2019 (voir note 19.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2020).

(1) Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.
Montant des éléments non récurrents, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts :
- 2 068 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants en 2020 contre - 986 millions d'euros en 2019 ;
- 124 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2020, contre + 490 millions d'euros en 2019 ;
+ 873 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2020 (IFRS 9) contre + 1 780 millions d'euros en 2019.

5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net

Pour le détail des flux du tableau de flux de trésorerie, se reporter aux comptes consolidés et aux annexes au 31 décembre 2020 suivantes :

- tableau de flux de trésorerie ;
- note 10.6 « immobilisations en cours » et note 10.7 « investissements corporels et incorporels » ;
- note 13 « Besoin en fonds de roulement » ;
- notes 19 « Indicateurs financiers » et note 19.2 « Endettement financier net ».

5.1.5.1 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 42 290 millions d'euros en 2020. Il était de 41 133 millions d'euros au 31 décembre 2019.

(en millions d'euros)	2020	2019 [1]	Variation (en valeur)	Variation (en %)
Excédent brut d'exploitation	**16 174**	**16 723**	**(549)**	**- 3,3**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	328	(1 930)		
Excédent brut d'exploitation Cash	**16 502**	**14 793**		
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 679)	475		
Investissements nets [2] (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky)	(11 570)	(11 433)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(17)	303		
Cash-flow généré par les opérations [3]	**3 236**	**4 138**	**(902)**	**- 21,8**
Cessions d'actifs	187	531		
Impôt sur le résultat payé	(983)	(915)		
Frais financiers nets décaissés	(1 008)	(802)		
Actifs dédiés	(798)	(394)		
Dividendes versés en numéraire	(768)	(801)		
Cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky	**(134)**	**1 757**		
Projets Hinkley Point C et Linky	(2 575)	(2 582)		
Cash-flow Groupe [4]	**(2 709)**	**(825)**		
Émissions emprunts hybrides & OCEANE	2 243	493		
Remboursement emprunts hybrides	-	(1 618)		
Autres variations monétaires	(49)	(470)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(515)**	**(2 420)**		
Effet de la variation de change	445	(341)		
Autres variations non monétaires	(1 077)	(5 039)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	**(1 147)**	**(7 800)**		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession [5]	**(10)**	**55**		
Endettement financier net ouverture	**41 133**	**33 388**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**42 290**	**41 133**		

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

(2) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions 2019-2020, ainsi que les investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky.

(3) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Opérations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions 2019-2020 et hors investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(4) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations défini en note (3) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et projets Hinkley Point C et Linky.

(5) Correspond à l'endettement financier net des activités E&P d'Edison en cours de cession.

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019	Variation (en valeur)	Variation (en %)
Emprunts et dettes financières	65 591	67 380	(1 789)	- 2,7
Dérivés de couvertures des dettes	(1 986)	(3 387)	(1 401)	- 41,4
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 270)	(3 934)	2 336	+ 59,4
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	(15 028)	(18 900)	(3 872)	- 20,5
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	(17)	(26)	(9)	- 34,6
ENDETTEMENT FINANCIER NET *	**42 290**	**41 133**	**1 157**	**+ 2,8**

* *L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe.*

5.1.5.1.1 Cash-flow généré par les opérations (1)

Le cash-flow généré par les opérations (1) s'établit à 3 236 millions d'euros en 2020 contre 4 138 millions d'euros en 2019, soit une baisse de 902 millions d'euros.

5.1.5.1.1.1 EBE cash

L'EBE ajusté des éléments non *cash* s'élève à 16 502 millions d'euros, en augmentation de 1 709 millions d'euros par rapport à 2019, principalement en raison de débouclements des positions latentes sur les instruments financiers d'EDF Trading et, dans une moindre mesure, de la hausse de la marge brute acheminement d'Enedis.

5.1.5.1.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de - 1 679 millions d'euros en 2020.

Cette variation s'explique principalement par une hausse des stocks (certificats de capacité et certificats d'économie d'énergie) et par l'augmentation des appels de marge de l'activité optimisation/*trading* en 2020.

De la même manière, l'écart de variation de BFR entre 2019 et 2020 (- 2 154 millions d'euros), s'explique essentiellement par la hausse des stocks (- 898 millions d'euros) et l'augmentation des appels de marge de l'activité optimisation/*trading* (- 1 235 millions d'euros).

5.1.5.1.1.3 Investissements nets (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky)

Les investissements nets y compris cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky s'élèvent à 14,1 milliards d'euros.

Les investissements nets (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky) s'élèvent à 11 570 millions d'euros en 2020 contre 11 433 millions d'euros en 2019, soit une augmentation de 137 millions d'euros et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2020	2019 *	Variation (en valeur)	Variation (en %)
France – Activités de production et commercialisation	5 484	6 329	(845)	- 13,4
France – Activités régulées	3 367	3 622	(256)	- 7,0
EDF Renouvelables	812	(276)	1 089	+ 394,2
Dalkia	180	138	42	+ 30,4
Framatome	219	134	85	+ 63,4
Royaume-Uni	732	659	73	+ 11,1
Italie	531	433	98	+ 22,6
Autre international	207	309	(102)	- 33,0
Autres métiers	38	86	(48)	- 55,8
INVESTISSEMENTS NETS	**11 570**	**11 433**	**137**	**+ 1,2**

* *Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).*

- Les investissements nets du segment **France – Activités de production et commercialisation** sont en baisse de - 845 millions d'euros, du fait de la baisse des dépenses de maintenance nucléaire, de la diminution des investissements du projet Flamanville 3, et de l'acquisition de Framatome en 2019.
- Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** hors Linky sont en baisse de - 256 millions d'euros, du fait de la crise sanitaire qui a conduit à reporter ou annuler certains travaux, malgré une reprise de l'activité rapide d'Enedis après la fin de la première période de l'état d'urgence.
- Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** sont en hausse de 1 089 millions d'euros. Les investissements 2019 avaient été réduits par la cession du parc NnG, sans équivalent en 2020.
- Au **Royaume-Uni**, les investissements nets sont en hausse de 73 millions d'euros, essentiellement du fait de l'acquisition de Pod Point dans le secteur de la mobilité électrique et du financement des projets nucléaires de Sizewell et Bradwell, et ce, malgré la baisse des dépenses sur les travaux de maintenance nucléaire.
- En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 98 millions d'euros, du fait notamment de projets de développement de centrales de production thermique.

5.1.5.1.2 Cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky

Le cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky s'établit à - 134 millions d'euros en 2020 (contre 1 757 millions d'euros en 2019).

5.1.5.1.2.1 Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent en 2020 à 187 millions d'euros, du fait principalement de la cession de l'activité Exploration & Production d'Edison.

5.1.5.1.2.2 Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir section 5.1.6.1.6).

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;

(1) Hors plan de cession 2019-2020 et hors investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky.

- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin décembre 2020, les flux nets de - 798 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus.

5.1.5.1.2.3 Dividendes versés en numéraire

En 2020, EDF a versé 768 millions d'euros au titre :

- de la rémunération versée en 2020 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (501 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (267 millions d'euros).

EDF n'a versé aucun dividende en 2020 que ce soit au titre du solde du dividende 2019 ou au titre de l'acompte sur le dividende 2020 (*cf.* CP du 7 mai 2020).

5.1.5.1.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'élève en 2020 à - 2 709 millions d'euros contre - 825 millions d'euros en 2019.

5.1.5.1.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement dépréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro [1]) a un impact favorable de 445 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

5.1.5.1.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires sont de - 1 077 millions d'euros en 2020 contre - 5 039 millions d'euros en 2019 et sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16). La variation de 3 962 millions d'euros par rapport à 2019 provient principalement de la première application de la norme IFRS 16 en 2019.

5.1.5.2 Ratios financiers

	2020	2019 [1]	2018
Endettement financier net/EBE	2,61	2,46	2,24
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) [2]	43 %	42 %	39 %

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020).

(2) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.

5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés

5.1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion telle qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Depuis 2002, une structure dédiée – le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) – est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière (juillet 2015). Rattachée à la Direction des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

5.1.6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.6.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2020, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 21 316 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 110 millions d'euros.

Sur l'année 2021, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2020 s'élèvent à 11 460 millions d'euros, dont 4 294 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2020, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

5.1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) à échéance 2024 pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2020 s'établit à 14,5 ans contre 15,4 ans au 31 décembre 2019. Celle d'EDF SA s'établit à 15,0 ans contre 15,9 ans au 31 décembre 2019.

(1) Dépréciation de 5,4 % de la livre sterling face à l'euro : 1,112 €/£ au 31 décembre 2020 et 1,175 €/£ au 31 décembre 2019 ; Dépréciation de 8,5 % du dollar américain face à l'euro : 0,815 €/$ au 31 décembre 2020 et 0,89 €/$ au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2020, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IFRS 9 (valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2020) :

31 décembre 2020 *(en millions d'euros)*	Dettes	Instruments de couverture *		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	*Swaps* de change	
2020	13 386	(318)	(362)	51
Entre 2021 et 2024	22 355	(1 069)	(1 334)	495
2025 et au-delà	73 234	(1 179)	(5 356)	403
TOTAL	**108 975**	**(2 566)**	**(7 052)**	**949**
dont remboursement de dette principale	64 371			
dont charges d'intérêt	44 604			

* *Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.*

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe *via* la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP et 10 milliards de dollars américains pour les US CP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire ;
- des analyses de besoin de liquidité ont été mises à jour pendant la crise de mars et fin 2020, montrant des besoins potentiellement augmentés suite aux conséquences de la crise sanitaire. EDF a fait le choix de recourir à des mises en pension de titres au moment de la crise de mars, ce qui a permis de créer des liquidités importantes. Ces dispositifs ont été progressivement désactivés à partir de l'été 2020.

Au 31 décembre 2020, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 2 071 millions d'euros et de 263 millions de dollars US CP. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros *via* son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

Au 31 décembre 2020, les principaux emprunts du Groupe sont détaillés en note 18.3.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2020, EDF SA dispose d'un montant global de 10 344 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2020 ;
- les lignes bilatérales représentent 5 944 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en juin 2024. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 400 millions d'euros. Quatre des cinq lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2020, pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 250 millions d'euros.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 689 millions d'euros (400 millions disponibles), ainsi qu'une ligne de crédit pour un montant de 130 millions d'euros qui a été tirée pour 100 millions d'euros au 31 décembre 2020.

5.1.6.1.2 Notation financière

Au 31 décembre 2020, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative	P-2
	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective négative	F2
EDF Trading	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB+ assortie d'une perspective stable	B
Edison	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective stable	A-3
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective positive	n.a.

n. a. = non applicable.

5.1.6.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les TRI des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 46 % et 67 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2020 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2020, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2020 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	36 241	11 798	48 039	73 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	16 735	(10 958)	5 777	9 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 996	537	10 533	16 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 619	(1 377)	1 242	2 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 591**	**-**	**65 591**	**100 %**

* *Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.*

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2020.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2020 *(en millions d'euros)*	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	48 039	-	48 039
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	5 777	578	6 355
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 533	1 053	11 586
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 242	124	1 366
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 591**	**1 755**	**67 346**

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2020 * *(en millions de devises)*	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 872	1 500	2 449	1 923
CHF (Suisse)	30		28	2
PLN (Pologne)	285		153	132
GBP (Royaume-Uni)	19 635	5 435	3 522	10 678
BRL (Brésil)	1 371			1 371
CNY (Chine)	11 026			11 026

* *Actifs nets : vision au 31 décembre 2020 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2020. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.*

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2020. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

	Au 31 décembre 2020			Au 31 décembre 2019		
(en millions de devises)	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	1 923	1 567	157	789	702	70
CHF (Suisse)	2	2	-	1	1	-
PLN (Pologne)	132	29	3	141	33	3
GBP (Royaume-Uni)	10 678	11 877	1 188	11 778	13 843	1 384
BRL (Brésil)	1 371	215	22	1 202	266	27
CNY (Chine)	11 026	1 374	137	11 148	1 425	143

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2020.

5.1.6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture, et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi.

Au 31 décembre 2020, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 69,3 % à taux fixe et 30,7 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 200 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2020 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,32 % fin 2020.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2020.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2020 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	60 667	(15 217)	45 450	-
À taux variable	4 924	15 217	20 141	201
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 591**	**-**	**65 591**	**201**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2020 *(en millions d'euros)*	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	**1 202**	**(12)**	**1 190**

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2020) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2020), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

5.1.6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 34 % en actions fin décembre 2020, soit un montant actions de 4,5 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2020, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis respectivement à hauteur de 7,9 % et 9,1 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 217 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2020, le fonds de British Energy est investi à hauteur de 11,5 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 881 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire.

5.1.6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 15.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité d'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en 2018. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par la Division Gestion des Actifs Cotés et par EDF Invest.

La poche « trésorerie » du portefeuille de taux sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcée de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La créance CSPE qui avait été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013, a été entièrement remboursée et soldée à la fin de l'année 2020 (voir note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020).

La gestion tactique des actifs de croissance et des actifs de taux est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre actifs de croissance et actifs de taux ;
- la répartition par « classe d'actifs secondaires » au sein de chaque sous-portefeuille ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [(1)] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI).

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2020	31/12/2019
Actifs de rendement	19 %	19,2 %
Actifs de croissance	40,5 %	42,1 %
Actifs de taux	40,5 %	38,7 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 31 décembre 2020, la valeur globale du portefeuille s'élève à 33 848 millions d'euros, contre 31 624 millions d'euros à fin décembre 2019. La composition du portefeuille est également présentée en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2020.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31 décembre 2020		31 décembre 2019	
Catégories *(en millions d'euros)*	**Valeur nette comptable [1]**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable [1]**	**Valeur de réalisation**
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) [2]	2 705	2 788	2 705	2 926
Dérivés	16	16	(10)	(10)
Autres titres non cotés et prêts d'actionnaires [3]	3 329	3 616	2 826	3 164
ACTIFS DE RENDEMENT	**6 050**	**6 420**	**5 521**	**6 080**
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	10 765	13 174	10 865	12 978
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	-	188	-	46
Autres titres non cotés	323	330	263	276
ACTIFS DE CROISSANCE	**11 088**	**13 692**	**11 128**	**13 300**
Obligations États OCDE et assimilées	4 598	4 879	4 338	4 548
Obligations personnes morales OCDE hors États et TCN	1 431	1 460	1 793	1 827
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes [4]	6 981	7 217	4 830	5 038
CSPE	-	-	684	688
Autres titres non cotés	164	155	146	142
Dérivés	32	25	5	1
ACTIFS DE TAUX	**13 206**	**13 736**	**11 796**	**12 244**
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**30 344**	**33 848**	**28 445**	**31 624**

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.
(2) Au 31/12/2020 et au 31/12/2019, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).
(3) Dont 155 M€ de prêt d'actionnaires destinés à être capitalisés relatif à l'investissement de long terme au sein d'un véhicule immobilier contrôlé et géré par Korian.
(4) Dont + 170 millions d'euros de cash non réinvesti en 2020.

Les tableaux ci-dessous présentent la performance du portefeuille au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2020	Performance de l'exercice 2020	31/12/2019	Performance de l'exercice 2019
(en millions d'euros)	**Valeur boursière ou de réalisation**	**Portefeuille**	**Valeur boursière ou de réalisation**	**Portefeuille**
Actifs de rendement	6 420	2,3 %	6 080	8,9 %
Actifs de croissance	13 692	10,3 %	13 300	25,9 %
Actifs de taux	13 736	4,1 %	12 244	5,2 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**33 848**	**5,9 %**	**31 624**	**13,5 %**

DÉCOMPOSITION DE LA PERFORMANCE SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31/12/2020	Performance de l'exercice 2020	31/12/2019	Performance de l'exercice 2019
(en millions d'euros)	**Valeur boursière ou de réalisation**	**Portefeuille**	**Valeur boursière ou de réalisation**	**Portefeuille**
Titres CTE affectés [1]	2 788	1,6 %	2 926	12,6 %
Autres titres non cotés et prêts d'actionnaires [2] [3] [4]	4 117	2,9 %	3 572	6,0 %
OPCVM Actions [3]	13 362	10,6 %	13 024	26,3 %
Obligations, TCN et OPCVM obligataires [3]	12 396	4,3 %	11 226	6,1 %
OPCVM monétaires	1 185	- 0,4 %	188	- 0,3 %
CSPE	-	2,5 %	688	0,6 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**33 848**	**5,9 %**	**31 624**	**13,5 %**

(1) Au 31/12/2020 et au 31/12/2019, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).
(2) EDF Invest hors CTE. La performance d'EDF Invest y compris CTE est de + 2,3 % sur l'année 2020 et de 9,0 % sur l'année 2019.
(3) Y compris dérivés
(4) Dont 155 M€ de prêt d'actionnaires destiné à être capitalisé relatif à l'investissement de long terme au sein d'un véhicule immobilier contrôlé et géré par Korian.

Évolution du portefeuille en 2020

L'évolution des marchés financiers en 2020 est décrite en note 15.1.2.3 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2020.

En 2020, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 575 millions d'euros, dont + 237 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et + 1 334 millions d'euros d'autres titres (+ 1 822 millions d'euros avant impôts).

Au global, la performance du portefeuille des actifs dédiés constitué d'actifs de rendement, de croissance et de taux s'est élevée à + 5,9 %.

Le portefeuille des actifs non cotés gérés par EDF Invest, répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux, s'élève à 6,9 milliards d'euros au 31 décembre 2020 (y compris CTE) et a généré une performance annuelle totale de 2,3 % en 2020.

En 2020, EDF Invest a continué à diversifier ce portefeuille avec de nouvelles participations dans le domaine des énergies renouvelables (parcs solaires et éoliens aux États-Unis, au Canada et au Portugal), dans le secteur de l'efficacité énergétique (compteurs intelligents au Royaume-Uni) et dans des actifs immobiliers (bureaux en France et domaine de la santé en Europe).

Les prises de participations dans les parcs solaires et éoliens réalisées par EDF auprès d'EDF Renewables en décembre 2020 ont été dotées intégralement aux actifs dédiés sur l'exercice 2020. Ces apports d'actifs s'ajoutent à la dotation réalisée au premier semestre 2020 pour 113 millions d'euros. Au total, la dotation aux actifs dédiés s'est élevée à 797 millions d'euros en 2020 (540 millions d'euros en 2019), dont 299 millions d'euros sous la forme d'apports d'actifs de rendement et 498 millions d'euros en numéraire.

Les actifs de rendement, constitués d'actifs immobiliers et d'infrastructures pour 6,4 milliards d'euros au 31 décembre 2020, ont généré en 2020 des dividendes en ligne avec les attentes. Cette performance a toutefois été atténuée en 2020 par la baisse de valeur de certains actifs, en particulier des infrastructures de transport, qui ont été impactés par les mesures de confinement dans les différents pays.

Grâce à la hausse des marchés cotés, la poche de croissance est ressortie avec une performance globale de + 10,3 %, se décomposant en + 10,6 % pour les actions cotées et + 2,0 % pour les fonds de croissance. S'agissant des actions cotées, l'ensemble des poches géographiques ont surperformé leurs indices parfois de manière très notable : entre 1,4 % et 1,8 % pour le Japon, l'Amérique du Nord et l'Europe, et à près de 0,5 % pour les pays émergents et le Pacifique. Enfin la gestion du change a été également profitable avec en particulier une forte surcouverture du dollar, en particulier au deuxième semestre.

S'agissant des actifs de taux, la performance a été satisfaisante en absolu (+ 4,1 %) et en relatif. Le portefeuille d'obligations cotées a réalisé une performance de + 4,3 %, légèrement supérieure à son indice de référence. Au sein du portefeuille des emprunts d'État, les pays périphériques ont également été surpondérés au détriment des pays cœur, en particulier l'Allemagne. Les fonds de taux quant à eux, ont réalisé une performance de + 1,6 %.

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2020 s'élève à 13 362 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin décembre 2020 à 26,6 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 9,2 % à fin 2019. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 3 554 millions d'euros.

À fin décembre 2020, la sensibilité des obligations cotées (12 396 millions d'euros) s'établissait à 5,5, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 678 millions d'euros. La sensibilité était de 6,1 à fin décembre 2019.

5.1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2020, les expositions du Groupe sont à 92 % sur des contreparties de classe investment grade, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 31/03/2020	91 %	8 %	1 %	100 %
au 30/09/2020	92 %	7 %	1 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et *trading* d'énergies	Total
au 31/03/2020	6 %	-	10 %	77 %	7 %	100 %
au 30/09/2020	6 %	-	9 %	79 %	6 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte politique et financier toujours incertain en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

5.1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

5.1.6.2.1 Politique de risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers (*cf.* chapitre 2.2.2 - 2C « Risques marchés énergies » de l'URD).

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de *management* des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

5.1.6.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie [(1)] permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

En ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionalité du dispositif ARENH et des possibles évolutions réglementaires de ce dernier (risque de relèvement jusqu'à 150 TWh du plafond des volumes mis à disposition, dans le cadre de La loi Énergie Climat votée en 2019 et, plus largement, incertitudes sur l'issue des discussions en cours entre le gouvernement français et la Commission européenne sur l'évolution de cadre de régulation des prix du nucléaire existant). Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription incluant des marges de prudence. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription. Ce risque est d'autant plus élevé que le prix énergie plus capacité sur le marché de gros est proche du prix de l'ARENH (42 €/MWh).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production, de commercialisation et de *trading*, le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trois fois par an au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

5.1.6.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés [(2)]. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2020, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR (*Value at Risk*) de 35 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

Aucune de ces limites n'a été dépassée en 2020. Depuis son instauration, le *stop-loss* n'a par ailleurs jamais été activé.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir la note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

(1) Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

(2) EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

5.2 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement postérieur à la clôture n'est intervenu hormis ceux présentés dans les autres sections du Document d'enregistrement universel.

5.3 Évolution des prix de marché à fin février 2021

Les prix spot (du jour pour le lendemain) de l'électricité en France en janvier-février 2021 se sont établis en moyenne à 54,5 €/MWh en base et 66,1 €/MWh en pointe, en forte hausse par rapport aux prix de janvier-février 2020. Ces derniers s'étaient en effet établis à 32,3 €/MWh en base et 39,5 €/MWh en pointe. Cette hausse s'explique par celle de la consommation de 3,4 TWh en raison de températures en baisse (- 1,9 °C en moyenne sur la période par rapport à 2020). Sont en cause également, la hausse des prix du charbon, du gaz et du CO_2 ainsi que le recul de la production éolienne par rapport à janvier-février 2020. Les prix spot allemands sont également en forte hausse, pour des raisons similaires, auxquelles s'ajoute un recul encore plus marqué des productions éolienne et solaire (en Allemagne : -13,7 TWh au total sur janvier et février par rapport à la même période l'année précédente). Les prix s'y sont ainsi établis en moyenne à 50,9 €/MWh en base et 61,7 €/MWh en pointe, en hausse de respectivement 22,2 €/MWh et 23,5 €/MWh par rapport à ceux de janvier-février 2020.

Fin février 2021, les prix des contrats annuels français pour livraison en base et en pointe en 2022 cotaient respectivement à 53,4 €/MWh et à 66,8 €/MWh. Un an plus tôt, les prix à terme français de l'électricité pour livraison en base et en pointe en 2021 clôturaient le mois à 42,0 €/MWh et 52,7 €/MWh. Cette hausse des prix s'explique principalement par celle des prix du gaz, du charbon et du CO_2.

En janvier-février 2021 les prix spot du gaz sur le marché français se sont établis en moyenne à 19,1 €/MWh, en hausse de 8,8 €/MWh par rapport à la même période en 2020. Cette hausse traduit un équilibre offre-demande plus tendu en Europe. Les arrivées de GNL en Europe sont en baisse, les cargos ayant favorisé le marché asiatique dont les prix étaient beaucoup plus attractifs. La reprise de la demande asiatique s'est en effet confirmée, soutenue par des températures très basses en janvier. Les stocks européens, légèrement au-dessus des niveaux moyens début janvier, ont poursuivi leur baisse et se situent fin février en dessous des niveaux normaux pour la saison. En France, la consommation, en hausse par rapport à la même période de l'année 2020, s'établit cependant légèrement en dessous de la moyenne.

Fin février 2021, le prix du Brent s'est établi à 66,1 $/bbl, en hausse de 15,6 $/bbl par rapport à fin février 2020. Dès le début de l'année 2020, la Covid a commencé à peser sur la demande chinoise puis mondiale en pétrole, orientant le cours du baril à la baisse. Cet effet baissier de la pandémie sur la demande s'est confirmé toute l'année, tant par son impact direct sur la mobilité (confinements, restrictions de déplacements) que par son poids dramatique sur l'économie (demande pour le commerce, l'industrie). Pour soutenir les prix face à cette demande effondrée, l'OPEP+ a œuvré pour réduire l'offre, avec la conclusion le 12 avril d'un accord retirant jusqu'à 9,7 mb/j de production. Cet accord, obtenu dans un contexte de tensions après une guerre des prix entre l'Arabie Saoudite et la Russie, a été poursuivi et renégocié tout au long de l'année au gré des espérances sur la reprise de la demande. En fin d'année 2020 puis début d'année 2021, le cours s'est orienté à la hausse, effaçant toute la baisse accumulée au fil de l'année 2020, stimulé par l'élection de Joe Biden et la progression des campagnes de vaccination.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2022 a terminé le mois de février 2021 à 68,7 $/t, en hausse de 11,7 $/t par rapport au prix de clôture fin février 2020 du contrat 2021. Il a d'abord poursuivi au premier semestre 2020 la baisse entamée en 2019, sous l'effet des prévisions de demande à terme moroses partout dans le monde, conjuguées à des niveaux de stocks très élevés partout en Europe. La demande en charbon, déjà affaiblie par la concurrence du gaz et le ralentissement économique, a en effet pris de plein fouet les mesures de confinement et leurs impacts sur la croissance. Cependant l'offre s'est aussi trouvée réduite, notamment par des conflits sociaux ou le passage de cyclones, ce qui a maintenu les prix entre 55 $/t et 60 $/t pendant tout le 3ème trimestre 2020. Au dernier trimestre, la reprise marquée de la demande asiatique, en particulier des importations de la Chine en provenance de la Russie et de l'Afrique du Sud, a entrainé les prix en forte hausse. La hausse s'est poursuivie en début d'année 2021, renforcée par les températures froides en Asie.

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2021 a clôturé le mois de février 2021 à 37,3 €/t, en hausse de 13,7 €/t par rapport au prix de clôture de février 2020 pour le produit décembre 2020. Le cours a connu de très fortes variations au cours de l'année 2020, tiraillé entre les effets de la crise Covid, et les négociations sur les objectifs climatiques de l'Union Européenne pour 2030, largement interprétées et suivies par les acteurs spéculatifs présents sur ce marché. Le cours s'est ainsi écroulé en mars, perdant 8,4 €/t en une semaine lorsque les mesures de confinement se répandaient en Europe. A partir d'avril, le prix a réagi positivement aux annonces de mesures de relance économique et aux signaux politiques écologiques, dépassant 30 €/t à deux reprises, en juin puis en septembre. En fin d'année, les annonces sur la vaccination et le vote d'un réhaussement des objectifs de réduction d'émission de l'UE en 2030 à 55 % ont continué à œuvrer à la hausse sur le prix du quota. Début d'année 2021, la progression des campagnes de vaccination et la parution d'analyses évoquant une possible progression fulgurante des prix d'ici la fin de l'année ont continué à entraîner le prix du quota, qui a même brièvement dépassé 40 €/t mi-février pour la première fois de son histoire.

5.4 Perspectives

Sous réserve des impacts d'un nouveau resserrement des restrictions sanitaires.

Objectifs 2021 (1)

- EBE (2) : > 17 milliards d'euros ;
- Endettement financier net/EBE (2) : < 3x en 2021.

Ambitions 2022 (3)

- Réduction des charges opérationnelles (4) : 500 millions d'euros entre 2019 et 2022 ;
- Cessions Groupe 2020-2022 (5) : ~ 3 milliards d'euros ;
- Endettement financier net/EBE (2) : ~ 3x en 2022.

Dividende

- Taux de distribution cible du résultat net courant 2021 et 2022 (6) : 45 % - 50 %.

État engagé à opter pour un paiement en actions du dividende relatif à l'exercice 2021.

(1) Sous réserve des impacts d'un nouveau resserrement des restrictions sanitaires.

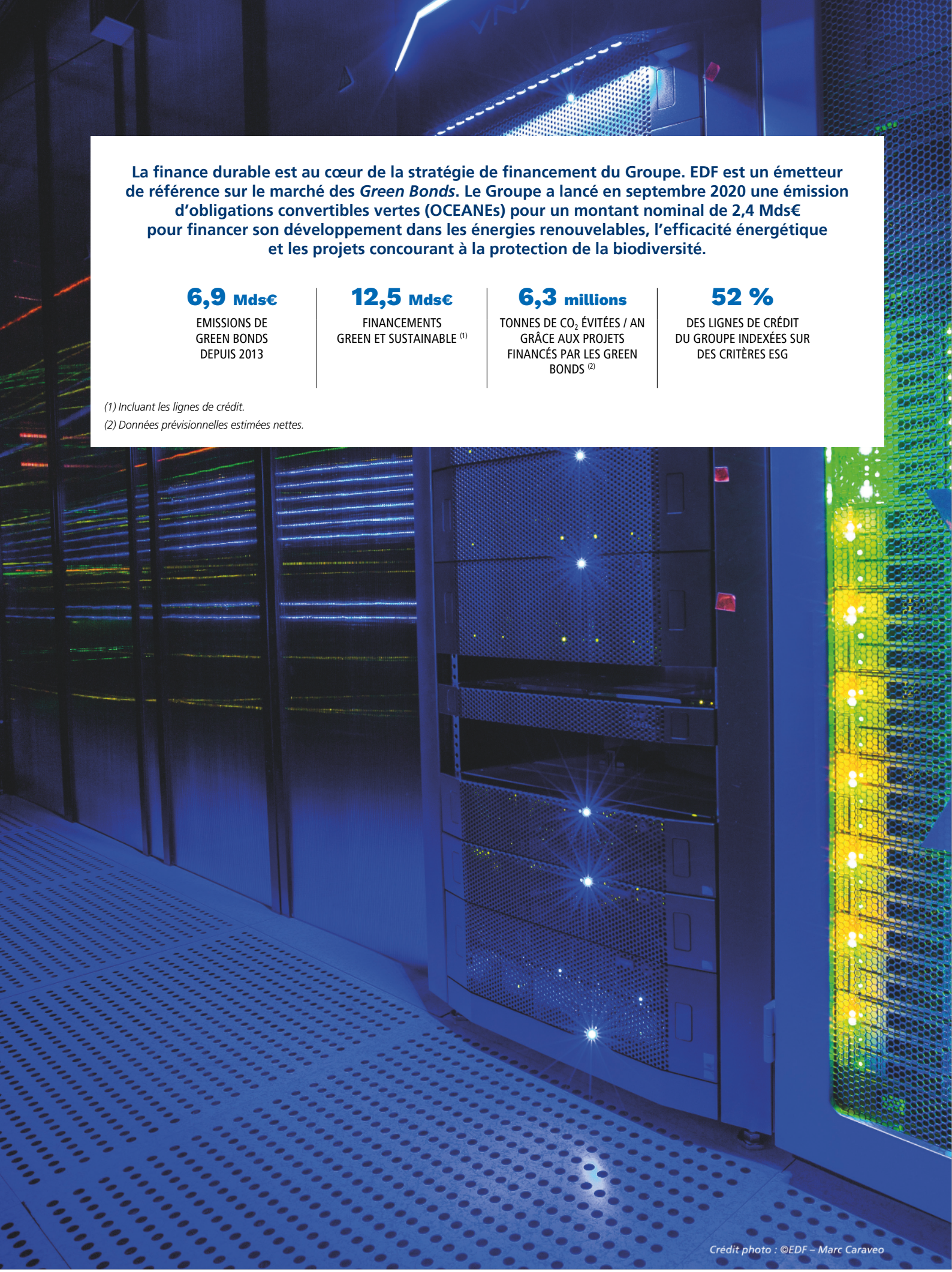
(2) Sur la base du périmètre et des taux de change au 1er janvier 2021.

(3) Sous réserve des impacts d'un nouveau resserrement des restrictions sanitaires.

(4) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre, normes, taux de change et taux d'actualisation des retraites constants et hors inflation. Hors coûts des ventes des activités de services énergétiques, et des services d'ingénierie nucléaire de Framatome et de projets spécifiques tels que Jaitapur.

(5) Cessions signées ou réalisées : impact sur le désendettement économique du Groupe.

(6) Taux de distribution du résultat net courant ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.



La finance durable est au cœur de la stratégie de financement du Groupe. EDF est un émetteur de référence sur le marché des *Green Bonds*. Le Groupe a lancé en septembre 2020 une émission d'obligations convertibles vertes (OCEANEs) pour un montant nominal de 2,4 Mds€ pour financer son développement dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et les projets concourant à la protection de la biodiversité.

6,9 Mds€
EMISSIONS DE GREEN BONDS DEPUIS 2013

12,5 Mds€
FINANCEMENTS GREEN ET SUSTAINABLE (1)

6,3 millions
TONNES DE CO_2 ÉVITÉES / AN GRÂCE AUX PROJETS FINANCÉS PAR LES GREEN BONDS (2)

52 %
DES LIGNES DE CRÉDIT DU GROUPE INDEXÉES SUR DES CRITÈRES ESG

(1) Incluant les lignes de crédit.

(2) Données prévisionnelles estimées nettes.

Crédit photo : ©EDF – Marc Caraveo

6

ÉTATS FINANCIERS

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS 296

Compte de résultat consolidé 296
État du résultat global consolidé 297
Bilan consolidé 298
Tableau de flux de trésorerie consolidé 299
Variation des capitaux propres consolidés 300

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS 301

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS 419

6.3 COMPTES SOCIAUX 423

Compte de résultat 423
Bilan 424
Tableau de flux de trésorerie 426

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX 427

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS 483

6.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES 486

6.6 AUTRES INFORMATIONS 487

6.7 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS VERTES (GREEN BONDS) ÉMISES PAR EDF 489

6.8 INFORMATIONS RELATIVES À L'ÉMISSION D'OCEANEs VERTES 497

6.1 Comptes consolidés

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après.
Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 6 mai 2021.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	***Notes***	**2020**	**2019 (1)**
Chiffre d'affaires	*5.1*	69 031	71 347
Achats de combustible et d'énergie	*5.2*	(32 425)	(35 091)
Autres consommations externes (2)		(8 461)	(8 625)
Charges de personnel	*5.3*	(13 957)	(13 797)
Impôts et taxes		(3 797)	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	*5.4*	5 783	6 687
Excédent brut d'exploitation	***5***	**16 174**	**16 723**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	*6*	(175)	642
Dotations aux amortissements (3)		(10 838)	(10 020)
(Pertes de valeur)/reprises	*10.8*	(799)	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	*7*	(487)	(185)
Résultat d'exploitation		**3 875**	**6 757**
Coût de l'endettement financier brut	*8.1*	(1 610)	(1 806)
Effet de l'actualisation	*8.2*	(3 733)	(3 161)
Autres produits et charges financiers	*8.3*	2 761	4 603
Résultat financier	***8***	**(2 582)**	**(364)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**1 293**	**6 393**
Impôts sur les résultats	*9*	(945)	(1 532)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	*12*	425	818
Résultat net des activités en cours de cession	*3.2*	(158)	(497)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**615**	**5 182**
Dont résultat net – part du Groupe		**650**	**5 155**
Résultat net des activités poursuivies		804	5 639
Résultat net des activités en cours de cession		(154)	(484)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**(35)**	**27**
Activités poursuivies		(31)	40
Activités en cours de cession		(4)	(13)
Résultat net part du Groupe par action en euros :	***14.7***		
Résultat par action		0,05	1,50
Résultat dilué par action		0,05	1,50
Résultat par action des activités poursuivies		0,10	1,67
Résultat dilué par action des activités poursuivies		0,10	1,67

(1) En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités abandonnées est présenté sur la ligne distincte du compte de résultat « Résultat net des activités en cours de cession » pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2019 est présenté en note 1.4.2.

(2) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(3) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2020 Part du Groupe	2020 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2020 Total	2019 Part du Groupe	2019 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2019 Total
Résultat net consolidé		**650**	**(35)**	**615**	**5 155**	**27**	**5 182**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie – variation brute	*18.7.5*	(711)	(8)	(719)	786	(55)	731
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie – effets d'impôt		210	3	213	(235)	2	(233)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets – variation brute	*18.7.5*	661	-	661	32	-	32
Juste valeur des couvertures d'investissements nets – effets d'impôt		(30)	-	(30)	(132)	-	(132)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes – variation brute	*18.1.2*	20	-	20	293	-	293
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt		10	-	10	(93)	-	(93)
Écarts de conversion des entités contrôlées		**(1 425)**	**(430)**	**(1 855)**	**732**	**357**	**1 089**
Quote-part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**(561)**	**-**	**(561)**	**97**	**-**	**97**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***(1 826)***	***(435)***	***(2 261)***	***1 480***	***304***	***1 784***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute	*18.1.2*	(34)	(4)	(38)	(22)	-	(22)
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	*16.1.3*	(983)	80	(903)	(2 501)	39	(2 462)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt		(220)	(18)	(238)	(62)	(7)	(69)
Quote-part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**(109)**	**-**	**(109)**	**(153)**	**-**	**(153)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***(1 346)***	***58***	***(1 288)***	***(2 738)***	***32***	***(2 706)***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**(3 172)**	**(377)**	**(3 549)**	**(1 258)**	**336**	**(922)**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		**(2 522)**	**(412)**	**(2 934)**	**3 897**	**363**	**4 260**
Dont résultat global des activités poursuivies		(2 368)	(408)	(2 776)	4 337	375	4 712
Dont résultat global des activités en cours de cession		(154)	(4)	(158)	(440)	(12)	(452)

Bilan consolidé

Actif

(en millions d'euros)	***Notes***	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Goodwill	*10.1*	10 265	10 623
Autres actifs incorporels	*10.2*	9 583	9 350
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	*10.3*	92 600	89 099
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	*11*	60 352	58 413
Immobilisations en concessions des autres activités	*10.5*	6 858	6 860
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*12*	6 794	6 414
Actifs financiers non courants	*18.1*	47 615	46 219
Autres débiteurs non courants	*13.3.4*	2 015	1 930
Impôts différés actifs	*9.3*	1 150	557
Actif non courant		**237 232**	**229 465**
Stocks	*13.2*	14 738	14 049
Clients et comptes rattachés	*13.3*	14 521	15 606
Actifs financiers courants	*18.1*	23 532	29 401
Actifs d'impôts courants		384	286
Autres débiteurs courants	*13.3.4*	6 918	6 881
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*18.2*	6 270	3 934
Actif courant		**66 363**	**70 157**
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	*3.2*	2 296	3 662
TOTAL DE L'ACTIF		**305 891**	**303 284**

Capitaux propres et passif

(en millions d'euros)	***Notes***	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Capital	*14*	1 550	1 552
Réserves et résultats consolidés		44 083	44 914
Capitaux propres – part du Groupe		***45 633***	***46 466***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*14.6*	9 593	9 324
Total des capitaux propres	***14***	**55 226**	**55 790**
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	*15*	58 333	55 583
Provisions pour avantages du personnel	*16*	22 130	20 539
Autres provisions	*17*	5 374	4 638
Provisions non courantes		***85 837***	***80 760***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	*11.2*	48 420	47 465
Passifs financiers non courants	*18.3*	55 899	57 002
Autres créditeurs non courants	*13.5*	4 874	4 928
Impôts différés passifs	*9.3*	3 115	2 295
Passif non courant		**198 145**	**192 450**
Provisions courantes	*15, 17 et 16.1*	5 827	5 556
Fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	11 900	12 867
Passifs financiers courants	*18.3*	17 609	18 535
Dettes d'impôts courants		215	433
Autres créditeurs courants	*13.5*	16 861	16 610
Passif courant		**52 412**	**54 001**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	*3.2*	108	1 043
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**305 891**	**303 284**

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	***Notes***	**2020**	**2019 [1]**
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		**615**	**5 182**
Résultat net des activités en cours de cession		**(158)**	**(497)**
Résultat net des activités poursuivies		**773**	**5 679**
Pertes de valeur/(reprises)		799	403
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		13 310	8 358
Produits et charges financiers		785	101
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		433	349
Plus ou moins-values de cession		(185)	(508)
Impôt sur les résultats		945	1 532
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(425)	(818)
Variation du besoin en fonds de roulement	*13.1.2*	(1 679)	475
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***14 756***	***15 571***
Frais financiers nets décaissés		(1 008)	(802)
Impôts sur le résultat payés		(983)	(915)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**12 765**	**13 854**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**98**	**168**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**12 863**	**14 022**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(126)	(456)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		498	293
Investissements incorporels et corporels	*10.7*	(16 007)	(16 797)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		54	94
Variations d'actifs financiers		2 797	1 294
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(12 784)**	**(15 572)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**(104)**	**(78)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(12 888)**	**(15 650)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [2]		1 019	1 055
Dividendes versés par EDF	*14.3*	-	(58)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(267)	(155)
Achats/ventes d'actions propres		5	(14)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***757***	***828***
Émissions d'emprunts	*18.3.2.1*	6 601	9 080
Remboursements d'emprunts	*18.3.2.1*	(7 062)	(6 976)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) et OCEANEs	*14.4 et 14.5*	2 243	493
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée		-	(1 280)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	*14.4*	(501)	(589)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		534	686
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***1 815***	***1 414***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**2 572**	**2 242**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**19**	**(19)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**2 591**	**2 223**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		2 553	524
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		13	71
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**2 566**	**595**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**3 934**	**3 290**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		2 566	595
Variations de change		(162)	(5)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		35	17
Autres variations non monétaires		(103)	37
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	***18.2***	**6 270**	**3 934**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2020, un montant de 998 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co.. Comprend en 2019, un montant de 967 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co..

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2020 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion [1]	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) [2]	Autres réserves consolidées et résultat [3]	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS D'IFRIC 23 AU 01/01/2019	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 651**	**44 459**	**8 177**	**52 636**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	822	658	(2 738)	(1 258)	336	(922)
Résultat net	-	-	-	-	5 155	5 155	27	5 182
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**822**	**658**	**2 417**	**3 897**	**363**	**4 260**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(589)	(589)	-	(589)
Émissions/rachats TSDI	-	-	-	-	(1 125)	(1 125)	-	(1 125)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(941)	(941)	(155)	(1 096)
Achats/ventes d'actions propres	-	(8)	-	-	-	(8)	-	(8)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	47	-	-	-	834	881	-	881
Autres variations [4]	-	-	-	-	(108)	(108)	939	831
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2019	**1 552**	**(64)**	**1 037**	**(1 198)**	**45 139**	**46 466**	**9 324**	**55 790**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 908)	82	(1 346)	(3 172)	(377)	(3 549)
Résultat net	-	-	-	-	650	650	(35)	615
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**(1 908)**	**82**	**(696)**	**(2 522)**	**(412)**	**(2 934)**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(501)	(501)	-	(501)
Émissions/rachats TSDI et OCEANEs (voir notes 14.4 et 14.5)	-	-	-	-	2 207	2 207	-	2 207
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(271)	(271)
Achats/ventes d'actions propres	-	1	-	-	-	1	-	1
Réduction de capital d'EDF (voir note 14.1)	(2)	53	-	-	(51)	-	-	-
Autres variations [5]	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	**1 550**	**(10)**	**(871)**	**(1 116)**	**46 080**	**45 633**	**9 593**	**55 226**

(1) Les écarts de conversion varient de (1 908) millions d'euros en 2020. Cette variation est liée à la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(4) En 2019, les « Autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 967 millions d'euros.

(5) En 2020, les « Autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 998 millions d'euros.

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 303
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 303
1.2 Évolutions du référentiel comptable 303
1.3 Bases de préparation des états financiers 304
1.4 Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire) 306

Note 2 Synthèse des faits marquants 312

Note 3 Périmètre de consolidation 313
3.1 Évolution du périmètre de consolidation 313
3.2 Activités en cours de cession 314
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2020 315

Note 4 Informations sectorielles 319
4.1 Informations par secteur opérationnel 319
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 322

Note 5 Excédent brut d'exploitation 322
5.1 Chiffre d'affaires 324
5.2 Achats de combustible et d'énergie 328
5.3 Charges de personnel 329
5.4 Autres produits et charges opérationnels 329

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading 331

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation 332

Note 8 Résultat financier 332
8.1 Coût de l'endettement financier brut 332
8.2 Effet de l'actualisation 332
8.3 Autres produits et charges financiers 333

Note 9 Impôts sur les résultats 333
9.1 Ventilation de la charge d'impôt 334
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 334
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 335
9.4 Ventilation des impôts différés par nature 335

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France 336
10.1 Goodwill 336
10.2 Autres actifs incorporels 337
10.3 Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre 339
10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation 340
10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France) 341
10.6 Immobilisations en cours 342
10.7 Investissements incorporels et corporels 345
10.8 Pertes de valeur/reprises 345

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France 350
11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 351
11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 352

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 353
12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 353
12.2 Taishan 354
12.3 Autres participations 354

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR) 355
13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement 355
13.2 Stocks 356
13.3 Clients et comptes rattachés 357
13.4 Fournisseurs et comptes rattachés 359
13.5 Autres créditeurs 359

Note 14 Capitaux propres et résultat par action 360
14.1 Capital social 360
14.2 Actions propres 360
14.3 Distributions de dividendes 361
14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée 361
14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs) 362
14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 362
14.7 Résultat net et résultat net dilué par action 364

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés 365
15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France 367
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 378
15.3 Provisions nucléaires en Belgique 380

Note 16 Provisions pour avantages du personnel 381
16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe 382
16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation) 387
16.3 Royaume-Uni 389

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels 390
17.1 Autres provisions pour déconstruction 390
17.2 Autres provisions 390
17.3 Passifs éventuels 391

Note 18 Actifs et passifs financiers 393
18.1 Actifs financiers 393
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie 396
18.3 Passifs financiers 396
18.4 Lignes de crédit non utilisées 400
18.5 Juste valeur des instruments financiers 400
18.6 Risques marchés et de contrepartie 401
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 402

Note 19 Indicateurs financiers 407
19.1 Résultat net courant 407
19.2 Endettement financier net 408

Note 20 Développement durable et climat 409
20.1 Dépenses réglementaires 409
20.2 Évaluation des actifs et passifs 410
20.3 Financement durable 410
20.4 Investissements durables, recherche et développement et autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat 410

Note 21 Engagements hors bilan 412
21.1 Engagements donnés 412
21.2 Engagements reçus 416

Note 22 Parties liées 417
22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 417
22.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 417
22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 418

Note 23 Événements postérieurs à la clôture 418

Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes 418

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique…), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2020 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2021. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 6 mai 2021.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2020 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2020. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2020.

1.2 Évolutions du référentiel comptable

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2019 à l'exception des changements des notes 1.2.1, 1.2.2 et 1.2.3 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2021 (note 1.2.4) ainsi que ceux publiés par l'IASB mais non encore adoptés par l'Union européenne (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont désormais détaillés dans les différentes notes concernées afin d'améliorer la lisibilité et la compréhension des états financiers.

1.2.1 Amendements à IFRS 3 « Regroupement d'entreprises » : Définition d'une entreprise

Ces textes, adoptés le 21 avril 2020 par l'Union européenne, applicables aux regroupements réalisés à compter du 1er janvier 2020, visent à clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises et une acquisition d'actifs. Ils prévoient notamment la possibilité d'utiliser un test de concentration permettant de conclure qu'une entité a acquis un ou plusieurs actifs isolés, plutôt qu'une activité, lorsque la quasi-totalité de la juste valeur des actifs bruts acquis est concentrée sur un actif unique (ou un groupe d'actifs similaires). Le Groupe applique cette option à certaines acquisitions sans impact sur ses comptes au 31 décembre 2020.

1.2.2 Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7 (Phase 1)

Les taux d'intérêt de référence actuels (IBOR – *Interbank Offered Rates*) vont être remplacés par de nouveaux taux de référence alternatifs (*risk free rate*), qui entreront en vigueur pour certains, dès 2021. Cette réforme est susceptible d'affecter notamment certains contrats commerciaux (exemple : intérêts de retard dans les contrats fournisseurs ou clients) et des instruments financiers (prêts et créances, emprunts, évaluation des contrats de location, dérivés). Les principaux taux utilisés par le Groupe et concernés par la réforme sont l'Euribor, le Libor USD et le Libor GBP.

Dans ce contexte, l'IASB a publié plusieurs amendements aux normes IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7 qui limitent les impacts de cette réforme pour les émetteurs. Ces amendements, relatifs à la phase 1 de la réforme, adoptés le 15 janvier 2020 par l'Union européenne, et applicables depuis le 1er janvier 2020, autorisent le maintien des relations de couverture, jusqu'à ce que la transition vers les nouveaux indices soit effective, et n'entraînent pas d'impact pour le Groupe sur les comptes 2020.

1.2.3 Amendements à IFRS 16 « Compensations de loyer liées à la Covid-19 »

Ces amendements concernent le traitement chez le preneur des compensations reçues du bailleur, en cours de contrat, *via* une franchise ou une réduction de loyers directement liée à la Covid-19 (paiements au plus tard le 30 juin 2021). À condition qu'il n'y ait pas eu de modification substantielle des termes du contrat, ces amendements permettent au preneur de ne pas avoir à réestimer la dette à un taux d'actualisation révisé en contrepartie du droit d'utilisation et de ne pas étaler cette compensation *via* un amortissement du droit d'utilisation. Le preneur peut donc opter pour la comptabilisation de l'impact directement en résultat.

L'application à compter du 1er juin 2020 de ces amendements adoptés par l'Union européenne le 9 octobre 2020 n'a pas d'impact matériel sur les comptes du Groupe.

1.2.4 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2021

Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (Phase 2)

Les amendements aux normes IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 relatifs à la phase 2 de la réforme ont été adoptés le 13 janvier 2021, et seront applicables à partir du 1er janvier 2021 (de manière rétrospective).

Ils précisent notamment qu'en cas de modification des termes contractuels directement liés à la réforme des taux de référence et, qu'en application du paragraphe B5.4.5 d'IFRS 9, il n'y a pas d'impact immédiat au compte de résultat de l'exercice.

Un groupe de travail a été constitué afin d'identifier l'ensemble des instruments par taux de référence pouvant être affectés par cette réforme, d'organiser la transition d'un point de vue contractuel, organisationnel et des systèmes d'information, ainsi que de mettre en œuvre les traitements comptables appropriés. À la clôture de l'exercice, le Groupe n'a pas identifié d'événements nécessitant l'application anticipée même partielle de la phase 2 de ces amendements.

1.2.5 Textes publiés par l'IASB mais non encore adoptés par l'Union européenne

Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles – Produit antérieur à l'utilisation prévue »

Ces amendements modifient le traitement des éléments produits par un actif alors qu'il n'est pas encore en état de fonctionner selon l'utilisation prévue. La comptabilisation de ces produits nets issus de la vente de ces éléments en diminution du coût de l'actif n'est plus autorisée. Les produits de la vente et les coûts correspondants doivent être enregistrés dans le compte de résultat.

Sous réserve d'adoption par l'Union européenne, ces amendements seraient applicables à compter du 1er janvier 2022 et le Groupe serait concerné au titre de ses projets de construction d'installations de production d'énergie (en particulier Flamanville 3).

Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires – Coûts d'exécution du contrat »

Lors de la détermination du caractère onéreux ou non d'un contrat, ces amendements visent à clarifier la nature des charges à inclure dans les coûts d'exécution du contrat. Il s'agit notamment des coûts marginaux, tels que les coûts de la main-d'œuvre directe et des matières, et d'autres coûts directement liés au contrat comme l'imputation de la charge d'amortissement d'une immobilisation corporelle utilisée pour l'exécution du contrat.

À date, le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif pouvant résulter de ces amendements, qui seraient applicables à compter du 1er janvier 2022.

Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les modifications des « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » qui seraient applicables à compter du 1er janvier 2022.

1.3 Bases de préparation des états financiers

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Méthodes de conversion

1.3.2.1 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.2.2 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.2.3 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

En application de l'interprétation IFRIC 22, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.3.3 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.4 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.4.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Le réacteur 1 de la centrale de Tricastin a été recouplé au réseau le 23 décembre 2019, après sa 4e visite décennale. Il s'agissait de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

En 2020, les 4e visites décennales (VD4) des tranches 2 et 4 de Bugey ont été engagées, respectivement en début et fin d'année, le nombre de VD4 à réaliser en parallèle passe à 5 en 2021.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique, est attendue pour fin février 2021.

L'adoption définitive de la PPE (voir note 2) en avril 2020 a conduit à prendre en compte dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2020 l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leurs cinquante ans. Une accélération des plans d'amortissement a été effectuée à compter du 1er juillet 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture possibles, la décision concernant le choix des réacteurs à fermer n'ayant pas lieu d'être prise à date. Les provisions nucléaires avaient été réestimées en conséquence dès le 30 juin 2020 (voir note 15.1.1.3).

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2020 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat du Groupe (voir note 15).

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 300 MW et N4).

1.3.4.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2020 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2020 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 16.

1.3.4.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 10.8.

1.3.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.4.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 11). L'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie des actifs et de dates de décaissements.

1.3.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.4.9 Autres jugements

- Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.
  Notamment, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 15.1.2.4). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.
  D'autre part, le Groupe détient depuis 2014, *via* sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société E2i Energie Speciali (ex Edens), avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à E2i Energie Speciali mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, E2i Energie Speciali est donc consolidée par intégration globale (*via* Edison) dans les comptes consolidés du Groupe. Edison a annoncé le 14 janvier 2021, avoir signé un accord avec F2i concernant l'acquisition par le Groupe des 70 % d'E2i Energie Speciali, actuellement détenus par F2i. L'acquisition a été finalisée le 16 février 2021. La société E2i Energie Speciali étant déjà consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe, le rachat des 70 % complémentaires impactera uniquement les intérêts minoritaires au sein des capitaux propres (voir notes 3.2) et ultérieurement le résultat net part du Groupe.
- En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.5 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni – voir note 15.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes régulatoires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires…). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 10.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).

1.4 Comparabilité des exercices (dont effets de la crise sanitaire)

1.4.1 Conséquences de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers, la commercialisation et les services.

Ainsi, le 14 avril 2020 [1], le Groupe avait retiré l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2020, y compris le seuil bas de la fourchette d'EBE de 17,5 milliards d'euros, ainsi que pour 2021. Le Groupe a été en mesure de publier de nouveaux objectifs d'EBE pour 2020 le 31 juillet 2020, avec une fourchette comprise entre 15,2 et 15,7 milliards d'euros, confirmée le 13 novembre 2020 lors de la publication du chiffre d'affaires du troisième trimestre, puis revue à la hausse le 16 décembre 2020 à un montant égal ou légèrement supérieur à 16 milliards d'euros, principalement en lien avec une visibilité accrue au cours du deuxième semestre sur un niveau plus élevé de la production nucléaire France dans le contexte de la crise sanitaire.

Production nucléaire en France

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020 [2], EDF a dû, en raison de la crise sanitaire, adapter l'ensemble de ses activités pour protéger les intervenants dans ses centrales nucléaires. Le déroulement du programme industriel, en particulier des opérations prévues lors des arrêts pour maintenance, en a été fortement affecté, réduisant ainsi la capacité de production d'électricité. Dans ce contexte, EDF a dû adapter la planification des arrêts de réacteurs pour maintenance afin de contribuer, en lien avec RTE, à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver 2020-2021. Cela a conduit à suspendre la production de certains réacteurs afin d'économiser le combustible de ces unités.

Par ailleurs, pendant le confinement, le ralentissement de l'économie s'est traduit par une baisse de la consommation d'électricité allant jusque 20 % [3] des niveaux habituels, ce qui conduit à une diminution de l'utilisation des centrales.

Dans le contexte de crise sanitaire, l'application des mesures sanitaires (respect des gestes barrières, gestion des flux, limitation du nombre d'intervenants) conduit à un allongement des durées de réalisation des activités. En conséquence, la durée des arrêts de tranches nucléaires est plus importante du fait de la double contrainte liée à la disponibilité du personnel et à la baisse de la productivité. Le programme industriel a ainsi été révisé pour mieux ajuster le programme des travaux aux capacités industrielles et mieux ajuster le nombre de réacteurs en production aux besoins du réseau, notamment sur l'hiver 2020-2021.

La crise sanitaire a également conduit EDF à adapter la programmation des arrêts de réacteurs pour les années suivantes. En effet, le placement des arrêts de réacteurs résulte d'une optimisation complexe au sein d'un champ de contraintes multiples, telles la gestion du combustible, le respect des exigences réglementaires ou l'adéquation du programme de travaux aux capacités industrielles, tout en assurant en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, en particulier en période hivernale. Les arrêts de tranche sont programmés plusieurs années à l'avance en fonction des besoins prévus du réseau et des ressources industrielles. Décaler des arrêts une année a par effet cascade un impact sur le programme de maintenance des années suivantes et donc également sur le niveau de production attendu.

Dans son communiqué de presse du 16 avril 2020, EDF a ainsi révisé son estimation annuelle de production nucléaire en France pour la porter à environ 300 TWh en 2020 (pour une hypothèse de production comprise entre 375 TWh et 390 TWh communiquée le 14 février 2020), tenant compte des conséquences de la crise sanitaire ainsi que d'autres éléments affectant la disponibilité du parc, et entre 330 et 360 TWh chaque année en 2021 et en 2022.

Le 2 juillet 2020 [4], le groupe EDF a annoncé revoir à la hausse son estimation de production nucléaire en France pour l'exercice 2020 à environ 315-325 TWh.

Cette révision résulte d'une reprise des activités plus rapide qu'anticipée lors de l'estimation publiée le 16 avril. La durée des arrêts programmés en 2020 a été ajustée pour tenir compte des conditions réelles de reprise des activités constatées sur les sites. Il a notamment été possible sur le premier semestre de terminer plusieurs arrêts de tranche de la campagne 2020 et de poursuivre les activités sur les tranches en fonctionnement, tout en respectant les mesures barrières, en optimisant la gestion des flux en entrée de site ou de zone contrôlée, en aménageant l'organisation des chantiers pour limiter le nombre d'intervenants sur la même activité ou encore en s'appuyant sur le télétravail. Du fait de la crise sanitaire, le deuxième semestre a débuté avec un nombre de tranches en arrêt programmé pour maintenance plus important qu'initialement prévu.

Les performances meilleures qu'attendues sur les arrêts de tranche au cours du deuxième semestre 2020 ont permis de réestimer la production nucléaire à une fourchette de 325-335 TWh le 13 novembre, puis de l'annoncer proche de 335 TWh le 16 décembre 2020. La production nucléaire 2020 s'est finalement établie à 335,4 TWh en diminution de 44,1 TWh par rapport à 2019, cette baisse étant liée aux effets directs et indirects de la crise sanitaire (modulation en lien avec la demande et avec le placement des arrêts ; contraintes de réalisation des arrêts de tranche liées aux mesures barrières) à hauteur de 32,9 TWh. Au-delà des effets liés à la crise sanitaire, la diminution de la production en 2020 par rapport à 2019 est due principalement à l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim et à la prolongation de trois arrêts complexes.

Soutien aux clients et aux fournisseurs

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020 [5], EDF a mis en œuvre en 2020 des mesures spécifiques pour accompagner ses clients dans le contexte de crise sanitaire.

Dans le cadre de la première période d'état d'urgence sanitaire du 24 mars au 10 juillet, EDF a décidé, pour ses clients particuliers, de garantir la fourniture d'énergie à l'ensemble de ses clients en suspendant, jusqu'au 1er septembre 2020, toute réduction ou interruption de la fourniture d'électricité et de gaz ainsi que les pénalités de retard et pour les clients en situation difficile, d'assouplir ses modalités et échéanciers de paiement. Ce faisant, l'entreprise est allée au-delà des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics (telle que la prolongation de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020), à la fois dans leur portée et dans leur durée.

Pour ses clients professionnels, EDF a pris toutes les dispositions nécessaires pour faire bénéficier ses clients éligibles au Fonds de Solidarité qui le demandent, du report du paiement de leurs factures, conformément aux ordonnances et décrets adoptés par le Gouvernement. Les petites entreprises concernées ont ainsi pu demander le report du paiement de leurs factures exigibles jusqu'à la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire le 10 juillet 2020. Ce report a été échelonné sur une durée de 6 mois à compter du dernier jour du mois suivant la date de fin de l'état d'urgence sanitaire.

Le gouvernement français a décidé la mise en place d'une deuxième période d'état d'urgence sanitaire, à compter du 17 octobre 2020, et dont la fin initialement envisagée pour février 2021, pourrait être fixée au 1er juin 2021. Sur le marché des particuliers, des mesures spécifiques ont été prises par EDF complémentaires à celles inhérentes à la « trêve hivernale » commençant le 1er novembre (comme la suspension des interruptions de fourniture) : afin de protéger les clients en difficulté, EDF a décidé de suspendre toutes les réductions de puissance jusqu'au 15 janvier 2021, de ne facturer aucune pénalité de retard sur les factures émises lors de cette période et d'assouplir les délais de paiement accordés aux clients. L'accroissement du risque de recouvrement lié à ces mesures est intégré dans l'évaluation des provisions sur créances clients au 31 décembre 2020 (voir note 13.3). Sur le marché d'affaires, EDF s'était préparé à appliquer le report de paiement des factures prévu dans la loi d'urgence sanitaire d'octobre 2020, dès publication du décret d'application qui devait préciser le périmètre des clients concernés. Le décret n'étant pas sorti à ce stade, le recouvrement sur le marché d'affaires est resté conforme à la politique en vigueur, sans mesure spécifique de la part d'EDF.

Par ailleurs, comme indiqué dans son communiqué de presse du 2 avril 2020 [6], afin d'accompagner ses fournisseurs TPE et PME dans un contexte de ralentissement économique dû à la pandémie, le Groupe a accéléré le paiement de factures par rapport au délai contractuel de 60 jours en France. Le dispositif s'est tout d'abord appliqué aux prestations achevées et validées par EDF au 31 mars 2020, conduisant, pour EDF SA, au règlement des fournisseurs avant mi-avril pour les TPE et avant fin avril pour les PME, sans qu'une démarche de leur part ne soit nécessaire. Enedis s'est également engagée dans une démarche équivalente. Cette accélération des délais de paiement a ainsi tout d'abord porté sur plus de vingt mille factures pour un montant de l'ordre de 190 millions d'euros à l'échelle du Groupe en France.

(1) Cf. communiqué de presse du 14 avril 2020 : Nouveau point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire Covid-19.

(2) Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : EDF révise son estimation annuelle de production d'électricité nucléaire.

(3) Cf. rte-france.fr L'impact de la crise sanitaire (Covid-19) sur le fonctionnement du système électrique (5 avril 2020).

(4) Cf. communiqué de presse du 2 juillet 2020 : EDF revoit à la hausse son estimation de production d'électricité d'origine nucléaire pour 2020.

(5) Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients.

(6) Cf. communiqué de presse du 2 avril 2020 : Le groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire.

Le dispositif a été progressivement étendu jusqu'à la fin du premier semestre, en lien avec la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire au 10 juillet 2020. Ce sont près de 500 millions d'euros qui auront été réglés de façon accélérée aux fournisseurs TPE et PME du Groupe en France entre avril et juin 2020. Ces mesures prises au premier semestre n'ont pas d'effet sur le besoin en fonds de roulement du Groupe au 31 décembre 2020.

Impacts estimés de la crise sanitaire sur le compte de résultat 2020

Le Groupe n'a pas procédé en lien avec la crise sanitaire à des classements au sein de son compte de résultat différents de ceux opérés usuellement, conformément aux recommandations de l'AMF et de l'ANC. Un travail approfondi a été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central, dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe. Sont ainsi présentés ci-dessous les principaux impacts estimés des effets de la crise sanitaire sur les différentes rubriques du compte de résultat du Groupe.

La crise sanitaire a un impact négatif sur le **chiffre d'affaires** à fin décembre 2020, estimé à (2 306) millions d'euros (soit environ - 3,3 % du chiffre d'affaires). Les principaux secteurs opérationnels concernés sont :

- la France – Activités de production et commercialisation pour un montant estimé à (1 083) millions d'euros en lien avec la diminution de la production nucléaire, ainsi qu'une baisse de la demande en électricité, celle-ci s'étant traduite par des ventes sur les marchés de gros réalisées à des prix plus bas ;
- la France – Activités régulées pour un montant estimé à (278) millions d'euros en lien notamment avec la baisse de la demande en électricité (baisse de chiffre d'affaires lié aux prestations d'acheminement) et, sur le premier semestre, avec la baisse de l'activité de prestations de raccordement au réseau (arrêt des chantiers de raccordement et modification d'ouvrages à partir du 16 mars 2020 et reprise de l'activité à partir du 11 mai 2020) ;
- le Royaume-Uni pour un montant estimé à (451) millions d'euros en lien avec la baisse de la demande en électricité, principalement sur les clients du segment industriel et commerce ;
- l'Italie pour un montant estimé à (90) millions d'euros en lien avec la baisse de la demande d'électricité et de gaz ;
- Dalkia pour un montant estimé à (193) millions d'euros en lien principalement avec la fermeture des sites clients durant la période du confinement (impact important sur l'activité travaux (génie thermique et électrique), ainsi qu'une baisse d'activité sur les services, et dans une moindre de l'activité énergétique).

En lien avec la diminution de la production nucléaire et la baisse de la demande en électricité et gaz, l'impact de la crise sanitaire sur les **achats de combustibles et d'énergie** à fin décembre 2020 correspond à une diminution estimée à environ 854 millions d'euros, principalement dans les segments France - Production et Commercialisation, France - Activités régulées et Royaume-Uni.

La crise sanitaire a par ailleurs un impact à la baisse sur les **achats de consommation externes (nets de la production stockée et immobilisée)** estimée à 344 millions d'euros, cette diminution correspondant à des effets de différentes natures :

- de moindres achats en lien avec la baisse de l'activité services et travaux, principalement chez Dalkia ;
- en lien avec le ralentissement ou le report de chantiers, dans les différentes activités du Groupe, de moindres achats, pour leur part non immobilisable ;
- des dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de crise sanitaire (équipements de protection, gels…) ;
- de moindres achats en lien avec le confinement et les différentes mesures mises en place à l'initiative des Pouvoirs Publics, telles que la limitation des déplacements et le recours au télétravail (voyages, formations, séminaires…).

Les **charges de personnel** augmentent d'environ 64 millions d'euros principalement en lien avec le plan de relance de l'activité mis en place par le Groupe. Ce montant intègre les indemnisations perçues au titre du recours aux dispositifs de chômage partiel dans quelques entités du Groupe (voir note 1.4.1.5) pour un montant d'environ 18 millions d'euros, ainsi que l'effet défavorable de la crise sanitaire dans certaines entités du Groupe en France sur les charges de congés payés.

Enfin, les **autres produits et charges opérationnels** sont impactés défavorablement pour un montant d'environ (309) millions d'euros, dont (204) millions d'euros suite à la réévaluation des provisions pour dépréciation des créances clients dans différentes entités du Groupe (voir note 1.4.1.2), ainsi que (45) millions d'euros d'augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées en France du fait de décalages dans certains chantiers de démantèlement.

L'élaboration des estimations ci-dessus a été réalisée sur base d'un *reporting* spécifique mis en place par la Direction avec l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre du processus de clôture des comptes du Groupe.

Les estimations des impacts sont évaluées de manière générale suivant les modalités suivantes :

- concernant les effets liés à la baisse d'activité dans les différents métiers (services, travaux) ou au décalage de chantiers, sur la base d'analyses détaillées par rapport à la période comparable 2019 ou par rapport à des données prévisionnelles infra-annuelles ; s'agissant spécifiquement des impacts sur le chiffre d'affaires liés à la baisse de la demande en électricité et en gaz, sur la base d'analyses assises sur les modèles de prévisions de consommation tenant compte des autres effets (climat, portefeuille…) ; s'agissant des impacts sur la production nucléaire, sur la base des analyses de la production s'agissant des tranches en fonctionnement (notamment pour la modulation) et sur la base d'analyses détaillées des arrêts pour les tranches ayant été en arrêt programmé sur 2020 depuis le déclenchement de la crise, qu'il s'agisse d'arrêts pour simple rechargement ou d'arrêts périodiques, assises sur l'analyse des activités et temps passés sur les arrêts réalisés en 2020 dans le contexte de crise par rapport à la modélisation des arrêts de tranche et au réalisé 2019 ;
- les estimations effectuées s'attachent à évaluer les impacts financiers de la crise en lien avec la diminution du niveau d'activité, des volumes vendus ou produits. Ils n'intègrent pas, du fait de la difficulté à les attribuer de façon directe et unique à la crise, d'impacts liés à des effets prix corrélatifs à la crise, comme l'évolution des prix de marché observés sur la période. Ces impacts n'intègrent également pas les effets des plans d'actions mis en œuvre par le Groupe en réponse à la crise sanitaire ;
- concernant les dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de crise sanitaire (équipements de protection, gels…), ou l'évaluation de mesures ou risques spécifiques en lien avec la crise, sur la base des éléments comptabilisés dans le système d'information comptable.

Compte tenu des éléments ci-dessus, l'impact estimé de la crise sur l'excédent brut d'exploitation au 31 décembre 2020 est de l'ordre de (1 479) millions d'euros. Pour rappel, au 30 juin 2020 l'impact était de l'ordre de (1 010) millions d'euros. Cet effet concerne principalement les secteurs suivants : France – Production et Commercialisation pour (872) millions d'euros (contre (482) millions d'euros au premier semestre) ; France – Activités régulées pour (237) millions d'euros (contre (212) millions d'euros au premier semestre) et Royaume-Uni pour (182) millions d'euros (contre (128) millions d'euros au premier semestre). Les impacts estimés de la crise dans les autres secteurs opérationnels du Groupe au 31 décembre 2020 sont moins matériels au regard de l'excédent brut d'exploitation du Groupe, et concernant notamment Dalkia pour (40) millions d'euros (contre (39) millions d'euros au premier semestre), Framatome pour (47) millions d'euros (contre (37) millions d'euros au premier semestre), Italie (Edison) pour (60) millions d'euros (contre (47) millions d'euros au premier semestre).

Certaines estimations effectuées au mieux de la connaissance du Groupe au 31 décembre 2020, notamment en ce qui concerne le risque de recouvrabilité des créances clients, présentent par nature un caractère incertain. Les réalisations pourront différer des estimations faites à la clôture, en fonction du scénario de sortie de crise et plus généralement des conditions économiques en 2021.

Il est enfin à noter que le résultat financier avait été fortement impacté par la baisse des marchés financiers au titre des variations de juste valeur des instruments financiers au premier semestre 2020 (voir note 12 des états financiers semestriels résumés). Le comportement des marchés financiers sur le deuxième semestre, conjugué aux choix d'allocation effectués par le Groupe dans la gestion de son portefeuille, conduisent à des variations de juste valeur des instruments financiers largement positives au 31 décembre 2020 (voir note 8).

Le Groupe a également été amené à enregistrer des pertes de valeur en 2020, qui intègrent le cas échéant les effets de la crise mais n'en sont pas une conséquence directe (voir note 10.8).

1.4.1.1 Risque de liquidité

Comme indiqué dans les comptes consolidés semestriels résumés, le Groupe disposait au 30 juin 2020 d'une position de liquidité solide de 40,9 milliards d'euros (Trésorerie, équivalents de trésorerie et actifs financiers liquides disponibles à la vente, en valeur brute, et incluant des titres mis en pension, avec des opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre dans le contexte de la crise sanitaire) et de lignes de crédits bancaires non tirées de 10,9 milliards d'euros (voir notes 23.2.3 et 23.3 des comptes consolidés semestriels résumés).

Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose d'une position de liquidité solide de 32,4 milliards d'euros en valeur brute (Trésorerie, équivalents de trésorerie et actifs financiers liquides disponibles à la vente et incluant des lignes de crédits bancaires non tirées de 11,1 milliards d'euros) (voir notes 18.4 et 19.2).

1.4.1.2 Chiffre d'affaires et créances clients

Provision dépréciation des créances clients

Le Groupe déprécie ses créances clients en s'appuyant sur des matrices de provisionnement établies sur la base d'historiques de pertes de crédit (méthode simplifiée prévue par IFRS 9).

Malgré les mesures de soutien prises par les différents gouvernements et celles mises en place par le Groupe vis-à-vis de ses clients, la crise sanitaire devrait se traduire par une augmentation du montant des créances irrécouvrables, encore peu observable au 31 décembre 2020. Les différentes analyses de risque conduites dans les différentes entités du Groupe conduisent à une augmentation des provisions pour dépréciation des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 223 millions d'euros au sein des autres charges et produits opérationnels du compte de résultat, dont 80 millions d'euros sur la France – Activités de production et commercialisation, 58 millions d'euros sur la France – Activités régulées, 68 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 13 millions d'euros sur la Belgique. Par ailleurs, il a été constaté une augmentation du risque de crédit sur le portefeuille d'EDF Trading, à hauteur de 22 millions d'euros, au sein du chiffre d'affaires (activité de *trading*).

Cette augmentation des provisions est en premier lieu liée à l'augmentation de l'assiette des créances en portefeuille traduisant des délais de paiement plus longs sur lesquelles sont appliquées les matrices de provisionnement habituelles, en particulier sur le secteur Entreprises en France et Royaume-Uni. Par ailleurs, elle s'explique également par une adaptation des matrices de provisionnement, réalisée au travers de correctifs postmodèles afin de prendre en compte la situation particulière induite par la crise sanitaire, non reflétée dans les modèles existants. Pour l'établissement de ces correctifs, des approches différenciées ont été mises en place, en fonction du pays et de la typologie de clients (résidentiels, et entreprises suivant leurs secteurs d'activité).

En France, sur les clients Résidentiels, l'appréciation de l'augmentation du risque de crédit reste modérée à ce stade (la majeure partie du portefeuille étant en prélèvement automatique, sans constatation à ce stade d'augmentation de rejets de prélèvement ; des actions de soutien aux clients rencontrant des difficultés étant par ailleurs mises en place). Des correctifs ont toutefois été apportés, d'une part, au travers d'une augmentation des taux de provisionnement sur toutes les créances douteuses générées depuis le début de la crise sanitaire et considérées comme étant plus à risque de passer en irrécouvrables que les créances de moins de 12 mois des années précédentes ayant servi à caler les matrices de taux de provision en vigueur, et, d'autre part, au travers d'une augmentation du taux de provisionnement des créances courantes, en se basant notamment sur une étude INSEE d'octobre 2020 relative aux conséquences économiques du confinement sur la situation financière des ménages et prenant en compte les perspectives d'augmentation du taux de chômage en France en lien avec la crise sanitaire.

Sur les clients Entreprises, sur le haut de portefeuille (grands clients), le suivi au cas par cas réalisé notamment en s'appuyant sur des notations financières externes, n'a pas révélé d'augmentation matérielle du risque de crédit. Sur le bas et milieu de portefeuille (TPE, PME), un correctif sur les matrices de provisionnement sur les secteurs d'activité jugés les plus à risque de ce portefeuille a été effectué afin de refléter une hausse jugée probable du taux de défaillance (en se basant notamment sur des prévisions macroéconomiques externes, comme par exemple les publications des sociétés d'assurance-crédit de type Coface ou Euler Hermes). Il est à noter qu'à la date de la clôture les données disponibles tendent plutôt à montrer une diminution du nombre de défaillances constatées d'entreprises en 2020 par rapport à l'année précédente, attribué à un « effet retard ». Les taux prévisionnels de défaillance retenus à la clôture intègrent ainsi un risque jugé probable de dégradation en 2021 (*expected credit loss*).

Sur les activités régulées en France, l'augmentation des provisions traduit principalement le risque sur la part acheminement de la facture au client final.

Au Royaume-Uni, une approche similaire a été mise en œuvre, distinguant les clients Résidentiels et Entreprises, en fonction des segments de portefeuille et des secteurs d'activité, et adaptée au contexte du pays. La hausse probable du taux de défaillance des entreprises est notamment jugée plus importante qu'en France.

En Italie, compte tenu des opérations de mobilisation de créances sans recours et des accords d'assurance-crédit mis en place, l'augmentation du risque de crédit est jugée faible.

Affacturage des créances client

Certaines entités du Groupe ont recours à des programmes de cessions de créances commerciales sans recours. Les cessionnaires des créances entrées dans le programme n'ont pas cherché à renégocier des clauses contractuelles qui remettraient en cause le caractère sans recours de ces contrats.

Contentieux ARENH – Force majeure

La crise sanitaire liée à la Covid-19 et les mesures d'urgence prises par les Pouvoirs Publics à partir du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de la consommation d'électricité des clients non résidentiels qui affecte l'ensemble des acteurs du marché, dont EDF.

Confrontés à cette baisse de la consommation d'électricité, certains fournisseurs ont souhaité revenir sur leurs engagements contractuels et ont invoqué le bénéfice de la force majeure pour réduire les volumes qu'ils avaient achetés à EDF en novembre 2019 dans le cadre du dispositif ARENH.

Confortant la position adoptée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 26 mars dernier, le Conseil d'État avait rejeté le 17 avril le recours en référé déposé par deux associations de fournisseurs d'énergie, considérant qu'il n'était pas établi que les pertes subies par les fournisseurs concernés seraient « d'une ampleur telle qu'elles mettent en péril (…) leur survie à horizon de quelques mois » et que « ces pertes auraient un tel effet dans le délai nécessaire au juge compétent pour statuer sur les demandes dont il a été saisi ».

Par la suite, les 20, 26 et 27 mai 2020, le Tribunal de commerce de Paris statuant en référé, a considéré que, s'agissant des contrats ARENH conclus avec Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, les conditions de la force majeure étaient réunies depuis les mesures d'urgence prises par les Pouvoirs Publics, entraînant la suspension des contrats ARENH de ces fournisseurs. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés. EDF a déposé un pourvoi en cassation contre cet arrêt de la Cour d'appel de Paris du 28 juillet 2020. Seule Total Direct Énergie demeure partie à l'instance qui est en cours.

Le 2 juin 2020 [(1)], EDF avait par ailleurs, notifié la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette décision avait été prise à titre conservatoire afin de préserver les droits d'EDF.

Cette résiliation a été contestée devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1er juillet 2020 et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF à l'égard de Total Direct Énergie. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé la décision du juge des référés, rétablissant les effets de la résiliation notifiée par EDF le 2 juin 2020.

Dans l'intervalle, les trois fournisseurs ayant notifié mi-juin à EDF la levée de la force majeure, les livraisons d'ARENH avaient repris. La CRE n'ayant pas fait droit à la demande d'EDF de procéder à l'interruption des livraisons d'ARENH à Total Direct Énergie pour la fin de l'année 2020 en application de la décision de la Cour d'appel de Paris du 19 novembre, EDF a saisi le Conseil d'État d'un recours pour excès de pouvoir le 10 décembre 2020, en vue d'obtenir l'annulation de la décision de la CRE.

Au final, la suspension des livraisons aux trois fournisseurs pendant environ 15 jours (entre l'ordonnance rendue fin mai par le Tribunal statuant en référé et la notification de la levée force majeure par les fournisseurs) et la poursuite des livraisons à Total Direct Énergie fin décembre a représenté pour EDF un manque à gagner évalué à quelques dizaines de millions d'euros (lié à l'effet prix sur les volumes vendus au prix de marché à cette période plutôt qu'au prix de l'ARENH).

Fin septembre 2020, une nouvelle procédure en référé a été introduite par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui aurait été poursuivie par EDF de manière illicite, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

(1) Cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 : EDF a notifié à trois fournisseurs d'énergie la résiliation de leur contrat ARENH.

Parallèlement aux différentes procédures de référé précitées, des procédures au fond ont été initiées devant le Tribunal de commerce de Paris par plusieurs demandeurs d'ARENH en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Ces procédures sont en cours.

1.4.1.3 Immobilisations corporelles

Les investissements corporels et incorporels bruts se sont élevés à 16 007 millions d'euros en 2020 (voir note 4) pour un niveau de 16 797 millions d'euros en 2019, soit une diminution de 790 millions d'euros. Au sein de ces montants d'investissements, la production stockée et immobilisée s'élève à 7 888 millions d'euros en 2020 (nettée dans la rubrique autres consommations externes du compte de résultat) contre 7 932 millions d'euros en 2019.

La crise sanitaire a eu un effet globalement modéré à l'échelle du Groupe s'agissant du niveau des investissements corporels et incorporels bruts en 2020 par rapport à 2019. La nature des effets et leur importance sont en revanche contrastées selon les entités du Groupe.

En effet, dans le cadre de la mise en place du confinement et des mesures barrière, qui ont été différenciés selon les États et régions, des chantiers ont été arrêtés et reportés, d'autres ont été maintenus mais ralentis et allongés, avec une reprise variable en rythme et en intensité au cours du deuxième semestre, en fonction des domaines d'activités et des pays dans lequel le Groupe intervient, par ailleurs certains travaux, notamment d'ingénierie, ont pu être conduits à distance.

D'autre part, les nouvelles mesures sanitaires mises en place ont engendré des coûts additionnels, principalement liés à la réalisation d'activités complémentaires de protection, ainsi qu'à une tension sur les ressources externes dans certains métiers, et à l'allongement de la durée de réalisation de certaines opérations (respect des gestes barrière, limitation des effectifs sur site…). Les coûts supplémentaires directement attribuables au maintien des chantiers et à l'achèvement des différents actifs ont été immobilisés conformément à IAS 16. Il n'a pas été identifié au 31 décembre 2020 d'effet significatif de sous-activité susceptible d'avoir été capitalisé. Les frais de démobilisation puis de remobilisation associés aux chantiers arrêtés et reportés sont constatés en charges.

S'agissant du secteur opérationnel France – Production et Commercialisation, la diminution des investissements bruts entre 2019 et 2020 est de 588 millions d'euros (voir note 4) s'explique principalement par des conséquences non liées à la crise sanitaire. En effet, en lien avec la crise sanitaire :

- le parc nucléaire en exploitation a connu des décalages d'arrêts de tranche, mais *a contrario* un allongement des durées d'arrêt, et ainsi un renchérissement de ceux-ci. Le 29 octobre 2020, EDF a communiqué un coût réajusté de son programme Grand Carénage d'ici à 2025, cette nouvelle estimation intégrant essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener dans le cadre des quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW, ainsi que la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance, tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur 2020-2022 ;
- les chantiers hydrauliques ont été arrêtés sauf contrainte de sûreté ou de sécurité (ou finalisation de chantiers indispensables) à partir du 17 mars 2020 et ont repris à partir de mi-avril pour revenir à un rythme quasi normal depuis la fin mai ;
- une majorité des travaux d'ingénierie nucléaire a pu être conduite à distance ;
- du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement. Les travaux sur site dans le cadre du projet Flamanville 3 ont progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020 ; au vu de l'activité du deuxième semestre, la crise sanitaire a finalement eu un impact non significatif sur le niveau d'investissements de Flamanville 3 en 2020 par rapport à 2019, les surcoûts exceptionnels en lien avec la réparation des soudures de traversée étant par ailleurs enregistrés en autres produits et charges d'exploitation (voir note 7).

Enedis (secteur opérationnel France – Activités régulées) a connu un arrêt pendant le confinement de la plupart des chantiers de raccordement, modification d'ouvrages, et de façon générale des chantiers de travaux sur le réseau, ainsi qu'un arrêt des activités de pose des compteurs Linky. Le rythme de reprise depuis le 11 mai 2020 a permis un rattrapage partiel en particulier sur la pose des compteurs Linky. Au final sous ces effets le niveau des investissements bruts du segment France – Activités régulées, intégrant également Électricité de Strasbourg et les activités insulaires, diminue de 423 millions d'euros en 2020 par rapport à 2019, diminution du même ordre que celle observée au premier semestre 2020, principalement attribuable aux effets de la crise sanitaire.

Au Royaume-Uni, le chantier Hinkley Point C a connu un ralentissement en avril 2020 du fait d'une diminution des intervenants sur site, sur un projet par ailleurs en fort développement. Au final le niveau des investissements bruts d'EDF Energy augmente de 133 millions d'euros entre 2019 et 2020.

Les activités d'EDF Renouvelables ont quant à elles connu une légère augmentation de leurs investissements bruts par rapport à 2019 à hauteur de 42 millions d'euros, tirés notamment par des projets en Amérique du Nord.

Par ailleurs, le Groupe inclut dans la valeur des immobilisations les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ». Lorsque le développement d'un actif est arrêté sur une période longue, la capitalisation des intérêts doit être suspendue. Tel a été le cas pour le chantier de l'EPR de Flamanville pour lequel la capitalisation des intérêts a été suspendue entre le 16 mars et le 30 juin 2020. Au 31 décembre 2020, il en résulte une augmentation des charges financières de 120 millions d'euros.

1.4.1.4 Provisions

Règlement des écarts financiers lié au mécanisme des capacités

Compte tenu de la revue significative à la baisse de l'estimation de production d'électricité d'origine nucléaire en France pour l'année 2020 effectuée sur le premier semestre 2020, et au vu des résultats de l'enchère de capacité du 25 juin 2020, EDF considérait probable, lors de l'arrêté des états financiers consolidés résumés au 30 juin 2020, d'être appelé au règlement financier des écarts au titre de l'année de livraison 2020 et avait donc provisionné 137 millions d'euros à ce titre au 30 juin 2020 (se référer à la note 5.1 pour le fonctionnement du mécanisme de capacité en France). Le niveau de production nucléaire finalement réalisé sur 2020, en particulier la disponibilité des moyens de production d'EDF pendant les jours de pointe du deuxième semestre 2020, ont conduit à reprendre cette provision sur le deuxième semestre 2020, les obligations d'EDF au titre du mécanisme de capacité étant remplies.

Provisions pour contrats onéreux

Le Groupe a mis à jour ses provisions pour contrats onéreux (principalement contrats d'achats de gaz et certains contrats clients) notamment pour prendre en compte l'évolution des scénarios de prix de marché (voir notes 5.2 et 17.2). Aucun nouveau contrat onéreux significatif n'a été identifié.

Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement

À partir du 16 mars 2020, les chantiers de déconstruction ont été mis à l'arrêt. Sur les sites, seules les activités réglementaires obligatoires (surveillance de l'environnement, sûreté et sécurité des sites) ont été maintenues. Les activités avaient repris depuis le 11 mai 2020.

Le report temporaire de certaines activités de déconstruction sur site a conduit à enregistrer une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement de 45 millions d'euros au 31 décembre 2020.

1.4.1.5 Mesures de soutien de l'État

En raison de la crise sanitaire, certaines entités du Groupe en France qui ont dû stopper ou ralentir leurs activités ont eu recours au dispositif du chômage partiel mis en place par l'État. Les indemnisations perçues ont été reconnues en minoration des charges de personnel pour un montant de 18 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Dans le contexte de crise sanitaire, certains États ont mis en place des mesures de report de paiement d'impôts ou de taxes. EDF Energy notamment avait fait usage de ces mesures en procédant à un report de paiement de mensualités de TVA pour un montant de l'ordre de 117 millions de livres sterling au 30 juin 2020 et en a également fait usage au 31 décembre 2020 pour un montant de l'ordre de 104 millions de livres sterling.

1.4.1.6 Autres éléments des actifs, passifs, charges et produits

Au-delà des éléments mentionnés dans les paragraphes précédents, la crise sanitaire n'a pas mis en évidence d'autres recours spécifiques à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et charges de l'exercice (autres que ceux décrits dans la note 1.3).

1.4.2 IFRS 5 « Cession de l'activité E&P »

Edison Exploration et Production gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison et du Groupe dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international.

Le 4 juillet 2019, Edison a annoncé la signature de l'accord avec la société Energean Oil and Gas portant sur la cession de 100 % d'Edison E&P (Exploration et Production), qui gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison et du Groupe dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international.

En conséquence, le groupe EDF avait qualifié la cession de son activité E&P d'activité abandonnée au sens d'IFRS 5 dans ses comptes consolidés au 31 décembre 2019 (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2019).

Le 23 décembre 2019, Edison a communiqué que l'opération de cession à Energean restait en attente d'obtention des autorisations gouvernementales pour ce qui concerne les actifs E&P localisés en Algérie.

Suite au refus des autorités algériennes d'autoriser la transaction relative à ces actifs, le Conseil d'administration d'Edison du 2 avril 2020, a approuvé la signature d'un amendement à l'accord de cession excluant du périmètre de l'accord du 4 juillet 2019 les actifs E&P localisés en Algérie.

Puis, suite à l'annonce faite par Energean le 19 mai 2020 de mettre fin à la cession projetée de l'activité E&P norvégienne d'Edison à Neptune Energy, un second amendement à l'accord a été signé le 28 juin 2020, excluant du périmètre de la transaction la filiale norvégienne. Le processus d'acquisition, dans son nouveau périmètre, a été approuvé par l'Assemblée générale extraordinaire d'Energean le 20 juillet 2020.

Le 17 décembre 2020, Edison et Energean ont finalisé la cession d'Edison Exploration et Production SpA dans le secteur de l'exploration et de la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel). Le prix de cession est basé sur une valeur d'entreprise de 284 millions de dollars avec un versement supplémentaire maximum de 100 millions de dollars à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie, basé sur le prix du gaz (PSV) au moment de la première livraison.

De plus, Edison a signé, le 30 décembre 2020, un accord de cession de l'activité norvégienne avec la société Sval Energi. La finalisation de l'opération, soumise à l'approbation des autorités norvégiennes, est prévue au cours du premier semestre 2021 (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 30 décembre 2020).

1.4.2.1 Présentation de l'activité E&P hors Algérie et Norvège au titre du 31 décembre 2019

Au 31 décembre 2020, dans ce contexte et en application d'IFRS 5, les montants des actifs et passifs relatifs à l'activité E&P de l'Algérie sont présentés dans les postes du bilan consolidé en tant qu'activités poursuivies, tandis que ceux relatifs à l'activité E&P de la Norvège sont présentés au bilan consolidé dans les postes d'actifs et passifs destinés à être cédés.

Le Résultat net ainsi que la variation nette de trésorerie relatifs à l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège sont présentés dans la ligne « Résultat net des activités poursuivies » et respectivement ventilés dans les différentes lignes du compte du résultat et du tableau de flux de trésorerie pour les périodes publiées, c'est-à-dire pour 2020 ainsi que pour le comparatif de l'année 2019.

Le Résultat net des activités en cours de cession ainsi que la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession, correspondant à l'activité E&P hors Algérie et Norvège sont maintenues sur une ligne distincte du compte de résultat et du tableau de flux de trésorerie pour les périodes publiées et ce, jusqu'à la finalisation de la cession intervenue le 17 décembre 2020. Au 31 décembre 2020, les actifs et passifs des activités en cours de cession incluent les actifs E&P norvégiens et font l'objet d'une présentation en note 3.2.

Les effets dans ce nouveau contexte sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 au 31 décembre 2019 sont présentés ci-dessous.

Impacts sur le compte de résultat 2019

(en millions d'euros)	2019 publié	Ajustement IFRS 5	2019 retraité
Chiffre d'affaires	71 317	30	71 347
Achats de combustible et d'énergie	(35 091)	-	(35 091)
Autres consommations externes	(8 619)	(6)	(8 625)
Charges de personnel	(13 793)	(4)	(13 797)
Impôts et taxes	(3 798)	-	(3 798)
Autres produits et charges opérationnels	6 692	(5)	6 687
Excédent brut d'exploitation	**16 708**	**15**	**16 723**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	642	-	642
Dotations aux amortissements	(10 002)	(18)	(10 020)
(Pertes de valeur)/reprises	(403)	-	(403)
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	-	(185)
Résultat d'exploitation	**6 760**	**(3)**	**6 757**
Coût de l'endettement financier brut	(1 806)	-	(1 806)
Effet de l'actualisation	(3 161)	-	(3 161)
Autres produits et charges financiers	4 606	(3)	4 603
Résultat financier	**(361)**	**(3)**	**(364)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**6 399**	**(6)**	**6 393**
Impôts sur les résultats	(1 581)	49	(1 532)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	818	-	818
Résultat net des activités en cours de cession	(454)	(43)	(497)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**5 182**	**-**	**5 182**
Dont résultat net – part du Groupe	**5 155**	**-**	**5 155**
Résultat net des activités poursuivies	5 597	42	5 639
Résultat net des activités en cours de cession	(442)	(42)	(484)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**27**	**-**	**27**
Activités poursuivies	39	1	40
Activités en cours de cession	(12)	(1)	(13)

Impacts sur le tableau de flux de trésorerie 2019

(en millions d'euros)	2019 publié	Ajustement IFRS 5	2019 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé	**5 182**	**-**	**5 182**
Résultat des sociétés en cours de cession	**(454)**	**(43)**	**(497)**
Résultat des sociétés intégrées	**5 636**	**43**	**5 679**
Pertes de valeur/(reprises)	403	-	403
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	8 328	30	8 358
Produits et charges financiers	97	4	101
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	349	-	349
Plus ou moins-values de cession	(508)	-	(508)
Impôt sur les résultats	1 581	(49)	1 532
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	(818)	-	(818)
Variation du besoin en fonds de roulement	452	23	475
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	***15 520***	***51***	***15 571***
Frais financiers nets décaissés	(798)	(4)	(802)
Impôts sur le résultat payés	(922)	7	(915)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies	**13 800**	**54**	**13 854**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession	**222**	**(54)**	**168**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**14 022**	**-**	**14 022**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise	(456)	-	(456)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	293	-	293
Investissements incorporels et corporels	(16 709)	(88)	(16 797)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	94	-	94
Variations d'actifs financiers	1 294	-	1 294
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies	**(15 484)**	**(88)**	**(15 572)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession	**(166)**	**88**	**(78)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(15 650)**	**-**	**(15 650)**
Opérations de financement :			
Flux de trésorerie avec les actionnaires	***828***	**-**	***828***
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	***1 414***	**-**	***1 414***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies	**2 242**	**-**	**2 242**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession	**(19)**	**-**	**(19)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**2 223**	**-**	**2 223**
Flux de trésorerie des activités poursuivies	558	(34)	524
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	37	34	71
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**595**	**-**	**595**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**3 290**	**-**	**3 290**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	595	-	595
Incidence des variations de change	(5)	-	(5)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	17	-	17
Incidence des reclassements	37	-	37
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**3 934**	**-**	**3 934**

1.4.2.2 Impact dans les comptes consolidés au 31 décembre 2020 de la cession de l'activité E&P

Au 31 décembre 2020, la cession de l'activité E&P (hors actifs algérien et norvégien) a un impact de (117) millions d'euros sur le résultat net consolidé (ligne du « Résultat net des activités en cours de cession »), compte tenu d'une perte de valeur constatée sur la base de la valeur nette consolidée de l'activité en cours de cession et du prix de cession tenant compte d'une estimation du complément de prix (voir note 10.8).

Cette cession contribue, par ailleurs, à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 187 millions d'euros.

Note 2 Synthèse des faits marquants

Outre la crise sanitaire présentée en 1.4.1 et la cession de l'activité E&P présentée en note 1.4.2, les autres principaux évènements et transactions significatifs **en 2020** du Groupe sont les suivants :

- **Développement dans le nucléaire** :
  - EDF a redémarré la centrale de Hunterston B et a confirmé son intention de passer en phase de démantèlement d'ici janvier 2022. Par ailleurs, Hinkley Point B dans le Somerset commencera la phase de déchargement du combustible, au plus tard le 15 juillet 2022 (*cf.* communiqués de presse d'EDF Energy du 27 août 2020 et 19 novembre 2020, voir note 10.8) ;
  - le Groupe a réajusté le coût du programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans (*cf.* communiqué de presse du 29 octobre 2020 et voir note 10.6) ;
  - actualisation du projet Hinkley Point C (*cf.* communiqué de presse du 27 janvier 2021 et voir notes 10.6 et 10.8).
- **Opérations de financement :**
  - EDF a lancé une émission majeure d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (*cf.* communiqués de presse du 8 septembre 2020 et voir note 18.3.2.2 et 14.5) ;
  - EDF a levé 2,1 milliards d'euros par le biais de deux émissions hybrides (*cf.* communiqué de presse du 8 septembre 2020 et voir note 14.4.2) ;
  - EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit de 200 millions d'euros indexée sur des critères ESG (*cf.* communiqué de presse du 30 octobre 2020 et voir note 18.4).
- **Énergies renouvelables** :
  - EDF Renouvelables, Enbridge et wdp ont lancé la construction du parc éolien en mer de Fécamp (*cf.* communiqué de presse du 2 juin 2020 et voir note 12.3) ;
  - les groupes EDF et CEI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer en Chine (*cf.* communiqué de presse du 2 juin 2020 et voir note 12.3) ;
  - EDEN Renewables India se renforce avec 1 350 MWc de nouvelles centrales solaires (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 1er octobre 2020 et voir note 12.3) ;
  - le consortium EDF Renouvelables – Jinko Power a finalisé le financement du plus important projet photovoltaïque au monde à Abu Dhabi et a lancé sa construction (*cf.* communiqué de presse du 22 décembre 2020 et voir note 12.3) ;
  - EDF a procédé à la mise en service opérationnelle de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet, le plus grand chantier hydroélectrique en France (97 MW) (*cf.* communiqué de presse du 9 octobre 2020) ;
  - cinquième anniversaire de l'accord de Paris : EDF relève son ambition et prend de nouveaux engagements pour le climat (*cf.* communiqué de presse du 10 décembre 2020 et voir note 20).

Les principaux événements et transactions significatifs **en 2019** du Groupe étaient les suivants :

- **Développement dans le nucléaire** :
  - EPR de Flamanville 3 : Suite aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture, la décision de l'ASN portant sur la reprise des soudures de traversée de l'enceinte a conduit à une révision des coûts et du calendrier (*cf.* communiqués de presse du 11 avril 2019, du 20 juin 2019, du 26 juillet 2019, du 9 octobre 2019 et voir note 10.6) ;
  - Hinkley Point C : une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée (*cf.* communiqué de presse du 25 septembre 2019 et voir note 10.6).
- **Énergies renouvelables :**
  - le groupe EDF a lancé la construction du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe de 450 MW avec son nouveau partenaire irlandais ESB qui prend une participation de 50 % dans le projet (*cf.* communiqué de presse du 28 novembre 2019 et voir notes 3.1 et 5.4.2).

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, publiée au Journal officiel le 23 avril 2020. Les évolutions par rapport aux projets de PPE publiés le 25 janvier 2019 puis le 20 janvier 2020 ont essentiellement porté sur les énergies renouvelables. La PPE fixe l'objectif de doubler la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017 et d'augmenter les capacités d'éolien en mer avec 6 nouveaux appels d'offres sur la première période de la PPE. La stratégie d'EDF s'inscrit pleinement dans cette ambition.

Concernant la réduction de la production d'électricité nucléaire, outre la fermeture sur le premier semestre 2020 des deux réacteurs de Fessenheim (voir note 5.4.3), douze réacteurs devront être fermés d'ici 2035. Ces réacteurs seront arrêtés à l'échéance de leur 5e visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et 2028 (deux autres réacteurs pourraient être également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site. À la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à réestimer les provisions nucléaires au 30 juin 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires au 31 décembre 2020 (principalement sur les provisions pour déconstruction, voir note 15.1.1.3). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations sur le deuxième semestre, sans impact significatif sur les comptes du Groupe (voir note 1.3.4.1).

En ce qui concerne la centrale de Fessenheim, la mise à l'arrêt a été réalisée, pour le premier réacteur le 22 février 2020 et le second le 30 juin 2020, conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 qui abroge l'autorisation d'exploiter la centrale (voir note 5.4.3).

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le Gouvernement a lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement. Ce projet de régulation, qui remplacerait l'ARENH, imposerait à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribuée à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixée, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

Dans ce contexte, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Le 7 juillet 2020, lors d'une audition devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, le Président de la CRE Jean-François Carenco a indiqué que la CRE, avait rendu au Gouvernement son rapport sur le coût du nucléaire en France. La CRE a également présenté les conclusions de son rapport devant la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne le 16 juillet 2020.

Les termes et conditions d'une nouvelle régulation du nucléaire existant sont en cours d'instruction entre le gouvernement français et la Commission européenne.

Note 3 Périmètre de consolidation

Principes et méthodes comptables

Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (co-entrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (voir note 12).

Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de Jera Global Markets, co-détenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH (FSG).

Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1er janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous :

- à la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1er janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

3.1 Évolution du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre en 2020

Sur l'exercice 2020, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession d'Edison Exploration et Production SpA (E&P) le 17 décembre 2020 (voir notes 1.4.2 et 3.2) ;
- la consolidation d'EDF Pulse Croissance, Agregio, Energy2Market (E2M) et IZIVIA (voir note 3.3).

3.1.2 Évolutions du périmètre en 2019

Sur l'exercice 2019, le Groupe a connu les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- la cession des 25 % de la participation dans Alpiq en mai 2019 (voir note 12) ;
- la cession de 50 % de NnG à la compagnie d'électricité irlandaise ESB le 4 décembre 2019 (voir note 5.4.2).

Par ailleurs, les principales acquisitions dans les énergies renouvelables en 2019 étaient les suivantes :

- EDF Renouvelables a finalisé l'acquisition du groupe LUXEL, développeur et exploitant français de projets solaires ;
- Royaume-Uni : acquisition de Pivot Power au Royaume-Uni permettant une accélération du développement dans le stockage par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques.

Cession des 25 % de la participation dans Alpiq

EDF, EBM (Coopérative Elektra Birseck) et EOS (EOS Holding SA) ont signé le 4 avril 2019 un accord relatif à la cession par EDF de sa participation dans l'énergéticien suisse Alpiq (représentant 25,04 % du capital et des droits de vote) à EBM et EOS (pour moitié chacun).

Cette opération a valorisé la participation d'EDF dans Alpiq à environ 489 millions de francs suisses (soit près de 434 millions d'euros), sur la base d'un prix d'achat de 70 francs suisses par action Alpiq. Elle a contribué à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 434 millions d'euros. Le contrat d'acquisition prévoyait des mécanismes relatifs à d'éventuels compléments de prix. La cession a été finalisée le 28 mai 2019 après l'obtention de l'autorisation de l'autorité allemande de la concurrence.

L'impact de l'opération sur le résultat du Groupe n'était pas significatif.

Cession de 50 % du parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG) à ESB

Le 28 novembre 2019, le groupe EDF a annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe [1] (NnG) ainsi que le partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB qui prend une participation de 50 % dans ce projet, acquis en mai 2018 auprès de Mainstream Renewable Power.

Le futur parc éolien en mer de 450 MW s'intègre dans la stratégie de développement d'EDF dans l'éolien *offshore* et conforte sa position dans la production d'énergie décarbonée au Royaume-Uni, pays où le Groupe est déjà fortement implanté aussi bien dans le nucléaire que dans les renouvelables.

Cette transaction, réalisée le 4 décembre 2019, expliquait pour une large part le montant des plus-values de cession d'actifs de production réalisées par EDF Renouvelables en 2019 (montant total de 560 millions d'euros en autres produits et charges opérationnelles) et a contribué à une diminution de l'endettement net financier du groupe EDF à hauteur de 1,2 milliard d'euros, compte tenu de l'effet désendettement lié à la perte de contrôle de NnG.

Aux termes de cette opération, la participation de 50 % dans NnG, réévaluée à la juste valeur, est consolidée par mise en équivalence.

Acquisitions dans les énergies renouvelables – acquisition du groupe LUXEL

Le 28 mars 2019, EDF Renouvelables a procédé à l'acquisition du groupe LUXEL, acteur indépendant du marché de l'énergie photovoltaïque à la tête d'un portefeuille de 1 GWc, composé majoritairement de projets prêts à être construits ou en développement et de quelques parcs en exploitation. Cette acquisition permet à EDF Renouvelables de renforcer sa position dans le solaire en France, en vue d'atteindre les objectifs du Plan Solaire d'EDF.

Acquisition de Pivot Power

Le 4 novembre 2019, le groupe EDF a annoncé l'acquisition de la start-up britannique Pivot Power, spécialisée dans le stockage de l'électricité par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Cette acquisition, qui s'inscrit dans le cadre du plan stockage électrique d'EDF, doit permettre au groupe EDF, déjà premier producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni, de devenir également l'un des leaders des installations de stockage par batteries du pays.

Pivot Power dispose d'un important portefeuille de projets de stockage par batteries sur plus de quarante sites, répartis dans tout le pays et d'une capacité totale de près de 2 GW. Ces batteries seront raccordées au réseau de transport de l'électricité à haute tension. Localisés à Kemsley (dans le Kent) et à Cowley (dans la région d'Oxford), les deux premiers projets de stockage sont en cours de construction à fin 2020 et leur mise en service devrait intervenir courant 2021.

3.2 Activités en cours de cession

Principes et méthodes comptables

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs ;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

3.2.1 Détail des actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**2 296**	**3 662**
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**108**	**1 043**

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non financiers non courants [1]	316	893
Actifs financiers non courants	1 811	1 925
Actifs non financiers courants [2]	151	784
Actifs financiers courants	18	60
TOTAL DES ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	**2 296**	**3 662**

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Passifs non financiers non courants [3]	86	711
Passifs financiers non courants	1	34
Passifs non financiers courants	21	298
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIES AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	**108**	**1 043**

(1) Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles et incorporelles.
(2) Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement et des impôts différés.
(3) Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

(1) Neart na Gaoithe en gaélique signifie « strength of the wind » (puissance du vent).

Au 31 décembre 2020, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- **la cession en cours des actifs E&P norvégiens d'Edison** (voir note 1.4.2) ;
- **la cession en cours de la société Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG),** filiale à 100 % d'Edison.

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente relatifs à IDG s'élèvent respectivement à 98 et 7 millions d'euros au 31 décembre 2020.

En septembre 2020, Edison a entamé des discussions avec 2i Rete Gas pour la cession de sa filiale IDG, qui gère les réseaux et les usines de distribution de gaz dans 58 communes des régions des Abruzzes. Ces discussions ont abouti à la signature d'un accord en janvier 2021. La finalisation de la transaction, soumise à l'approbation de la réglementation « antitrust », est attendue sur le premier semestre 2021 (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 14 janvier 2021).

- **la cession en cours de la participation dans CENG.**

Ces titres figurent en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de 1 811 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 925 millions d'euros au 31 décembre 2019).

CENG détient cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité dans les états de New York et du Maryland pour une capacité totale de 4 041 MW (détention en propre). Depuis 2014, EDF en détient 49,99 %, aux côtés d'Exelon, qui contrôle la société CENG.

En vertu des accords passés avec Exelon en 2014 [1], EDF a, le 20 novembre 2019, notifié à Exelon l'exercice de son option de vente de sa participation de 49,99 % des actions CENG.

Cette option de vente était exerçable par EDF entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022. Le prix de cession des titres CENG résultera de la détermination de leur juste valeur en application des stipulations contractuelles relatives à l'option de vente.

La cession des titres CENG s'inscrit au programme de cessions d'actifs non stratégiques annoncé par le Groupe.

Même si la réalisation de l'opération est conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises et prendra plusieurs mois, eu égard aux dispositions des accords contractuels, le processus dans lequel le Groupe s'est engagé est irrévocable. À ce titre, l'autorisation de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) a notamment été obtenue le 30 juillet 2020.

Au 31 décembre 2020, le processus de cession reste en cours. Les échanges de valorisation sont intervenus sur le second semestre 2020 sans qu'un prix définitif n'ait pu être défini entre les parties. À ce stade du processus, la valorisation retenue par le Groupe dans le cadre de l'exercice du *put* ne conduit pas à mettre en évidence de risque significatif de dépréciation complémentaire.

La diminution des actifs et passifs s'explique par :

- la cession de l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) en décembre 2020 (voir note 1.4.2) qui représentait un montant de 1 129 millions d'euros à l'actif et 910 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- le reclassement des actifs et passifs de l'Algérie en activités poursuivies qui représentaient un montant de 84 millions d'euros à l'actif et 5 millions d'euros au passif au 30 juin 2020.

3.2.2 Résultat des activités en cours de cession

La ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprend l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs.

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P (hors Algérie et Norvège) sur 2019 et 2020 sont les suivants :

(en millions d'euros)	2020	2019 [1]
Chiffre d'affaires	216	377
Excédent brut d'exploitation	86	237
Résultat d'exploitation	13	125
Résultat financier	(22)	(22)
Impôt sur les résultats	(32)	(87)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	**(41)**	**16**
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt [2]	(117)	(513)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**(158)**	**(497)**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) Le montant total de la dépréciation constatée sur 2019 au titre de l'activité E&P reste affecté aux activités abandonnées, les conditions du premier accord ne permettant pas de déterminer la dépréciation calculée en 2019 actif par actif.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2020

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production – Commercialisation »** (P) : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique…) ; commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de *trading* ;
- **« Distribution »** (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- **« Transport »** (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- **« Réacteurs et Services (Framatome) »** (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;
- **« Services et autres activités »** (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques…) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

Les sociétés et paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

(1) Cf. communiqué de presse du 1er avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cyclife		100,00	100,00	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	100,00	A
IZIVIA		100,00	-	A
EDF Pulse Croissance		100,00	-	A
Agregio		100,00	-	A
Energy2Market (E2M)		100,00	-	A
EDF ENR (ex ENRS)		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
FRAMATOME				
Framatome	France	75,50	75,50	R
ROYAUME-UNI				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
ITALIE				
Edison SpA (Edison)		97,45	97,45	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
AUTRE INTERNATIONAL				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
EDF RENOUVELABLES				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
DALKIA				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
AUTRES MÉTIERS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	P
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	92,46	93,89	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2019	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest)*	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
AREPE Fund SCS (EDF Invest)	Luxembourg	21,99	24,66	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Groupe (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	-	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	-	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	-	P
Arada (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Cabreira (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Montemuro (EDF Invest)	Portugal	30,00	-	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	-	A
AUTRE INTERNATIONAL				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

* *La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.*

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2020
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	92,46	50,00

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

Principes et méthodes comptables

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- **« France – Activités de production et commercialisation »** qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- **« France – Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Framatome »** qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- **« Royaume-Uni »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- **« Italie »** qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- **« Autre international »** qui désigne EDF International et les autres entités situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- **« EDF Renouvelables »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables ;
- **« Dalkia »** qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- **« Autres métiers »** qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers [5]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	27 112	16 178	1 900	9 041	5 937	2 242	1 069	3 729	1 823	-	**69 031**
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 249	50	1 395	-	30	178	513	483	304	(4 202)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**28 361**	**16 228**	**3 295**	**9 041**	**5 967**	**2 420**	**1 582**	**4 212**	**2 127**	**(4 202)**	**69 031**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 412**	**5 206**	**534**	**823**	**683**	**380**	**848**	**290**	**261**	**(263)**	**16 174**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 270**	**1 893**	**269**	**(947)**	**134**	**98**	**354**	**(32)**	**99**	**(263)**	**3 875**
Bilan :											
Goodwill	109	223	1 332	7 569	98	37	183	572	142	-	**10 265**
Immobilisations incorporelles et corporelles	60 773	65 383	2 603	20 537	5 286	2 127	9 782	2 255	647	-	**169 393**
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises [1]	2 859	-	65	119	156	1 991	1 197	75	332	-	**6 794**
Actifs financiers et trésorerie [2]	52 134	339	263	14 833	400	654	1 727	170	6 897	-	**77 417**
Autres actifs sectoriels [3]	19 901	5 608	1 763	4 772	1 661	662	866	1 919	2 574	-	**39 726**
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	485	1 811	-	-	-	-	**2 296**
TOTAL ACTIF	**135 776**	**71 553**	**6 026**	**47 830**	**8 086**	**7 282**	**13 755**	**4 991**	**10 592**	**-**	**305 891**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements [4]	(4 613)	(3 314)	(276)	(1 122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)	-	**(10 838)**
Pertes de valeur	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)	-	**(799)**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	118	38	115	7 090	178	423	828	284	519	-	**9 593**
Investissements corporels et incorporels	5 503	4 187	215	3 485	492	191	1 650	257	27	-	**16 007**
Emprunts et dettes financières	67 534	2 335	288	5 311	1 737	11 564	6 537	1 695	264	(31 674)	**65 591**
● *dont dettes externes*	*60 181*	*761*	*198*	*225*	*823*	*96*	*2 792*	*312*	*203*	-	***65 591***
● *dont dettes intersecteurs [6]*	*7 353*	*1 574*	*90*	*5 087*	*913*	*11 468*	*3 747*	*1 380*	*62*	*(31 674)*	-

(1) Au 31 décembre 2020, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 28 398 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 034 millions d'euros au Royaume-Uni.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 993 millions d'euros (voir note 13.3.4).

(4) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(5) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 912 millions d'euros.

(6) Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France - Production et commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international ») et d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni »).

4.1.2 Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie [5]	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers [6]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	26 658	16 072	1 895	9 570	7 565	2 507	1 043	3 732	2 305	-	**71 347**
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 212	15	1 482	4	32	183	522	549	423	(4 422)	**-**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**27 870**	**16 087**	**3 377**	**9 574**	**7 597**	**2 690**	**1 565**	**4 281**	**2 728**	**(4 422)**	**71 347**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 615**	**5 101**	**527**	**772**	**593**	**339**	**1 193**	**349**	**505**	**(271)**	**16 723**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 483**	**1 892**	**230**	**(349)**	**69**	**42**	**670**	**(18)**	**1 009**	**(271)**	**6 757**
Bilan :											
Goodwill	72	223	1 341	7 965	103	33	199	544	143	-	**10 623**
Immobilisations incorporelles et corporelles	58 275	63 499	2 591	19 034	5 410	2 226	9 773	2 288	626	-	**163 722**
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises [1]	2 593	-	90	127	104	2 058	1 063	75	304	-	**6 414**
Actifs financiers et trésorerie [2]	51 246	407	276	14 693	485	533	1 351	260	10 303	-	**79 554**
Autres actifs sectoriels [3]	18 526	5 233	2 132	5 352	1 678	790	861	2 001	2 736	-	**39 309**
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	1 737	1 925	-	-	-	-	**3 662**
TOTAL ACTIF	**130 712**	**69 362**	**6 430**	**47 171**	**9 517**	**7 565**	**13 247**	**5 168**	**14 112**		**- 303 284**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements [4]	(4 047)	(3 200)	(263)	(1 009)	(427)	(269)	(474)	(259)	(72)	-	**(10 020)**
Pertes de valeur	(29)	-	(10)	(127)	(60)	-	(49)	(105)	(23)	-	**(403)**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	42	163	6 622	262	398	922	279	519	-	**9 324**
Investissements corporels et incorporels	6 091	4 610	210	3 352	376	227	1 608	275	48	-	**16 797**
Emprunts et dettes financières	68 192	2 002	342	5 323	1 723	8 315	5 746	1 691	210	(26 164)	**67 380**
● *dont dettes externes*	*62 121*	*783*	*233*	*224*	*762*	*93*	*2 695*	*340*	*129*	-	***67 380***
● *dont dettes intersecteurs* [7]	*6 071*	*1 219*	*109*	*5 098*	*961*	*8 221*	*3 052*	*1 351*	*81*	*(26 164)*	-

(1) Au 31 décembre 2019, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 26 018 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 303 millions d'euros au Royaume-Uni.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 667 millions d'euros (voir note 13.3.4).

(4) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(5) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(6) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 026 millions d'euros.

(7) Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France - Production et commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international ») et d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni »).

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut EDF Trading ;
- « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques…) aux entreprises et aux collectivités et la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque…).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres [1]	Total
2020 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France [2]	27 261	15 731	298	**43 290**
• dont International et Autres métiers	18 601	-	7 140	**25 741**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**45 862**	**15 731**	**7 438**	**69 031**

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres [1]	Total
2019 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France [2]	26 834	15 607	289	**42 730**
• dont International et Autres métiers [3]	21 884	-	6 733	**28 617**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**48 718**	**15 607**	**7 022**	**71 347**

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome, entité acquise le 31 décembre 2017.
(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 4.1).
(3) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P.

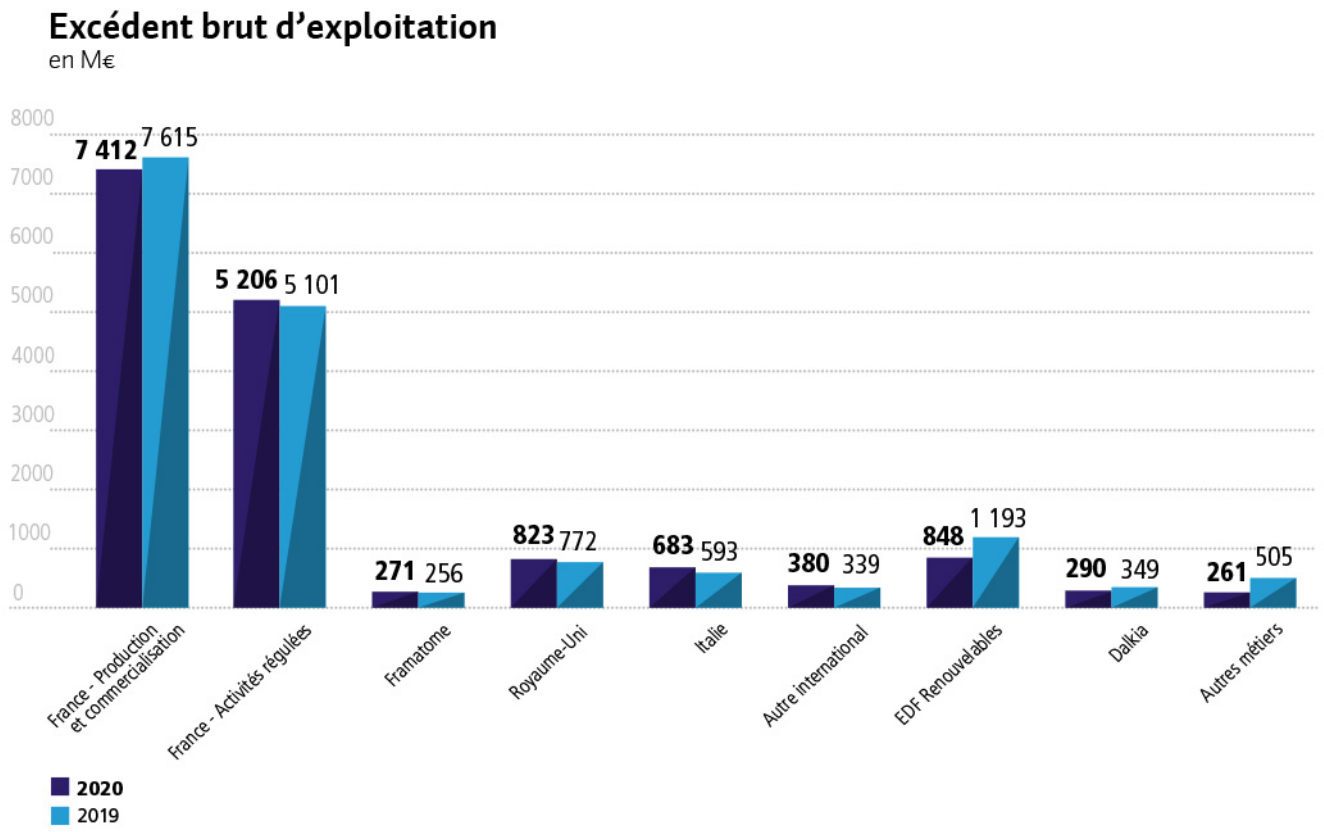
Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	*Notes*	2020	2019 [1]
Chiffre d'affaires	***5.1***	**69 031**	**71 347**
Achats de combustible et d'énergie	***5.2***	**(32 425)**	**(35 091)**
Services extérieurs		(13 072)	(13 142)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(3 524)	(3 598)
Production stockée et immobilisée		7 888	7 932
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		247	183
Autres consommations externes [2]		**(8 461)**	**(8 625)**
Charges de personnel	***5.3***	**(13 957)**	**(13 797)**
Impôts et taxes sur rémunérations		(292)	(250)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 635)	(1 674)
Autres impôts et taxes [3]		(1 870)	(1 874)
Impôts et taxes		**(3 797)**	**(3 798)**
Autres produits et charges opérationnels	***5.4***	**5 783**	**6 687**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**16 174**	**16 723**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).
(2) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes diminuent de 2,8 % par rapport à 2019.
(3) Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France. Retraités des effets de change et périmètre, les autres impôts et taxes augmentent de 1,3 % par rapport à 2019.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 16 174 millions d'euros en 2020, en baisse de 3,3 % par rapport à 2019.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2020 par rapport à 2019 est la suivante (voir note 4.1) :



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en baisse organique de - 2,7 % soit (450) millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France – Activités de production et commercialisation (- 2,7 % soit (203) millions d'euros), EDF Renouvelables (- 23,0 % soit (274) millions d'euros), Autres métiers (- 44,8 % soit (226) millions d'euros) et France – Activités régulées (+ 2,1 % soit + 105 millions d'euros).

La diminution de l'excédent brut d'exploitation de (450) millions d'euros sur le secteur France – Activités de production et commercialisation s'explique essentiellement par les effets de la crise sanitaire pour un montant estimé de (0,9) milliard d'euros, en particulier du fait de la moindre production nucléaire couplée à la baisse de la consommation. Par ailleurs les autres effets de moindre disponibilité du parc, incluant l'arrêt de Fessenheim, sont plus que compensées par des effets prix énergie positifs (intégrant les hausses tarifaires – voir note 5.1.1) et des revenus en hausse sur les marchés de capacités (voir note 5.1).

L'excédent brut d'exploitation du secteur France – Activités régulées est en augmentation de 105 millions d'euros, malgré les effets de la crise sanitaire pour (0,2) milliard d'euros (baisse des volumes acheminés et des prestations de raccordement) et un climat doux, soutenu notamment par l'évolution des indexations du TURPE 5 (voir note 5.1.1).

Malgré une activité de production en croissance, la baisse de l'excédent brut d'exploitation d'EDF Renouvelables de (274) millions d'euros s'explique principalement par de moindres opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour (0,3) milliard d'euros, en lien avec la cession de 50 % d'un parc éolien en mer (NnG) en 2019.

La hausse de l'excédent brut d'exploitation de 76 millions d'euros sur le secteur Royaume-Uni s'explique notamment par l'effet positif de la hausse des prix du nucléaire compensé par les effets de la crise sanitaire pour un montant de (0,2) milliard d'euros et d'une moindre production nucléaire.

Concernant les Autres métiers, la dégradation de l'excédent brut d'exploitation de (226) millions d'euros s'explique par les activités gazières pour (122) millions d'euros, compte tenu notamment d'une augmentation des provisions pour contrats onéreux et par EDF Trading pour (82) millions, qui réalise une performance soutenue en 2020, après une excellente performance en 2019.

5.1 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Activité *trading*

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et *options*.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO_2, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

EDF Trading intervient également sur les marchés non régulés d'Amérique du Nord dans le cadre de son activité de commercialisation.

Les activités d'optimisation et de *trading* de GNL sont réalisées au travers de la participation dans Jera Global Markets, co-détenue par Jera.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

Dispositif français : La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des Certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des Certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

Au vu des risques induits par la crise sanitaire sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'hiver 2020-2021 et pour maximiser l'utilité et l'efficacité du mécanisme de capacité, RTE a adapté exceptionnellement certaines modalités et allégé certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité (notamment, suppression des frais de rééquilibrage à la hausse ou de certification tardive).

Dans ce contexte, RTE a communiqué une synthèse des éléments de transparence disponibles le 18 septembre 2020 sur le mécanisme de capacité pour permettre aux acteurs d'apprécier la situation sur l'équilibre entre l'offre et la demande en garanties de capacité sur le mécanisme pour les prochaines années.

En outre, RTE a proposé deux nouvelles sessions de rééquilibrage pour l'année 2020 et apporté des évolutions à l'Appel d'Offres Effacement 2021 pour le rendre plus attractif : les volumes proposés et retenus ont doublé ; une prime a été ajoutée pour les capacités en mesure d'être présentes dès novembre 2020.

L'année 2020 a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de moindre disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19 (voir note 1.4.1).

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018, 2019 et 2020 se sont ainsi respectivement établis à 10,0 €/kW, 9,3 €/kW, 17,4 €/kW et 19,5 €/kW. Pour l'année de livraison 2021, les six sessions de marché 2020 (mars, avril, juin, septembre, octobre, décembre) ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 19,5 €/kW, 19,2 €/kW, 47,4 €/kW, 29,5 €/kW, 32,7 €/kW, et 39,1 €/kW.

L'année de livraison 2022 a été également ouverte aux enchères en 2020. Les quatre sessions de marché ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 16,6 €/kW ; 38,9 €/kW, 18,1 €/kW et 18,2 €/KW.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH, bien qu'inchangée dans son niveau depuis sa mise en place, est réputée intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de Certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de Certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

Dispositif britannique : Le mécanisme, instauré en 2014, vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité en assurant une rémunération aux producteurs pour leurs capacités de production fiables, en sus du chiffre d'affaires généré par leurs ventes d'électricité, afin de toujours couvrir les besoins en énergie. Il repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. L'année de livraison couvre la période du 1er octobre au 30 septembre. Les exploitants de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est enregistrée en achats d'énergie sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Le 15 novembre 2018, le mécanisme de capacité au Royaume-Uni a été suspendu suite à une décision de la Cour de justice Européenne indiquant que ce mécanisme n'était pas conforme aux dispositions européennes en matière d'aides d'État. Aucun chiffre d'affaires n'avait ainsi été reconnu à ce titre sur la période de suspension relative à 2018.

Le 24 octobre 2019, à l'issue d'une enquête approfondie, la Commission européenne a de nouveau approuvé, au regard des règles de l'UE en matière d'aides d'État, le mécanisme de capacité britannique. Cette décision a autorisé la reprise des paiements en suspens depuis novembre 2018. En 2019, les fournisseurs d'électricité ont dû procéder au paiement rétroactif de leur obligation de capacité et les producteurs d'électricité ont reconnu en chiffre d'affaires l'intégralité des revenus relatifs à la période de suspension dont l'encaissement est intervenu en janvier et février 2020.

Dispositif italien : Un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019 dont les règles ont été approuvées par un décret du ministère du Développement Économique du 28 juin 2019.

Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché *day-ahead* (Mercato del Giorno Prima) et sur le marché d'ajustement (Mercato per il Servizo di Dispacciamento). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et EDISON a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75k €/MW pour les nouvelles installations et 33k €/MW pour les capacités existantes. Edison n'a participé à aucune enchère en 2020.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.1 Évolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRV) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRV au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

La loi Énergie et Climat qui organise la fin partielle des TRV pour les clients non résidentiels, de même que les arrêtés associés, sont présentés dans la note 4 des comptes consolidés au 31 décembre 2019.

L'année 2020 a été marquée par la mise en œuvre des textes de loi, en particulier en termes :

- d'identification de l'éligibilité ou non des clients au TRV ;
- de la mise à disposition de données auprès des autres fournisseurs ; et
- d'informations auprès des clients non éligibles sur la date de fin de leur contrat au TRV et leur obligation de signer auprès du fournisseur de leur choix une offre de marché prenant effet au plus tard le 1er janvier 2021. À défaut, ces clients acceptent la bascule automatique dans une offre de marché validée par la CRE chez leur fournisseur actuel.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 16 janvier 2020, la CRE a proposé une augmentation des TRV Bleu Résidentiels et Non Résidentiels de 2,4 % TTC (soit une hausse de 3,0 % HT pour les TRV Bleu Résidentiels et de 3,1 % HT pour les TRV Bleu Non Résidentiels). Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du niveau d'écrêtement de l'ARENH pour l'année 2020, de l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en Certificats d'Économie d'Énergie, et enfin du rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRV constaté pendant l'année 2019. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 29 janvier 2020, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2020 et mises en œuvre à compter du 1er février 2020.

Dans une délibération du 2 juillet 2020, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2020 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 1,54 % TTC (soit 1,82 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 1,58 % TTC (soit 1,81 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 29 juillet 2020, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2020 et mise en œuvre le 1er août 2020.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRV des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et à l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1er février 2021.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

La fixation des TURPE transport et distribution est validée par le ministère de la Transition écologique sur la base de délibération motivée transmise par la CRE.

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période du 1er août 2017 au 31 juillet 2021.

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1er août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT », cette décision intègre entre autres facteurs la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018. La méthodologie d'élaboration, la trajectoire de charges d'exploitation, les principes de régulation incitative, le cadre de régulation applicable à Linky n'étaient pas concernés par cette délibération.

La CRE a publié deux délibérations portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT) le 21 janvier 2021, après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliqueront du 1er août 2021 au 31 juillet 2025.

TURPE 5 Transport

Le 6 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1er août 2019. La grille tarifaire a évolué de + 2,16 % en moyenne au 1er août 2019, dont + 1,61 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 0,55 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP [1]).

Le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1er août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une diminution de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

TURPE 6 Transport

Dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), la CRE retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôts, contre 6,125 % pour le TURPE 5. L'évolution tarifaire s'établirait, en moyenne, à + 1,09 % au 1er août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an. La délibération de la CRE portant décision sur le tarif TURPE 6 Transport a été publiée le 21 janvier 2021.

TURPE 5 bis Distribution

Le 25 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du TURPE HTA-BT au 1er août 2019. L'évolution moyenne des grilles tarifaires a été de + 3,04 % au 1er août 2019, dont + 1,61 % au titre de l'inflation, + 1,45 % au titre de l'apurement du CRCP et - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1er août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

TURPE 6 Distribution

Dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % (inchangé par rapport au TURPE 5 bis) et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % (contre 4 % pour le TURPE 5 bis, principalement du fait de la baisse des taux de marché et du taux d'impôt sur les sociétés). L'évolution tarifaire moyenne s'établirait à + 0,91 % au 1er août 2021 et à + 1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an. La délibération de la CRE portant décision sur le tarif TURPE 6 Distribution a été publiée le 21 janvier 2021.

Commissionnement fournisseur

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une délibération le 18 janvier 2018, reprenant les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle que ces derniers effectuent pour leur compte auprès des clients en contrat unique.

Cette délibération confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 au lieu de 6,80 par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé. Le 23 décembre 2016, la société ENGIE avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par ENGIE concernant la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est toujours en cours.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser certains écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Un décret et un arrêté ministériels définissent une formule normative de calcul de cette péréquation applicable aux différents gestionnaires de réseau de distribution, sont donc concernés au sein du groupe EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et SEI.

La CRE a publié ses délibérations du 23 juillet 2020 fixant la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, Électricité de Mayotte et Gérédis, les 3 opérateurs ayant choisi l'option basée sur l'analyse de leurs comptes par la CRE. La dotation s'élève ainsi à 198,5 millions d'euros pour SEI au titre de 2020.

L'arrêté du 22 octobre 2020 décrit quant à lui la contribution ou les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2020. La contribution forfaitaire de Strasbourg Électricité Réseaux s'est ainsi élevée à 2,5 millions d'euros et celle d'Enedis à 27,7 millions d'euros.

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est un droit mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis janvier 2012 et comprend la livraison de l'électricité et est réputé intégrer des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals avait initialement été fixé à 100 TWh par an.

Par sa délibération n° 2020-277 du 12 novembre 2020, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2021. Cette décision dispose que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH au guichet de novembre 2020, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet.

Elle prévoit également que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Selon la méthode proposée par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération n° 2020-002 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit ainsi à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

Le décret n° 2020-1414 du 19 novembre 2020 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie relative à l'ARENH et à la compensation des charges de service public de l'énergie, en précisant les modalités de répartition, entre les fournisseurs et EDF, du complément de prix acquitté au titre de l'ARENH et en confiant à la CRE la définition des modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond. Ce même décret a modifié les dispositions relatives au défaut de paiement en disposant que, dès la première cessation de transfert d'électricité au titre de l'ARENH pour défaut de paiement, l'acheteur ne peut à nouveau bénéficier de la cession de produits au titre de l'ARENH qu'après une durée d'un an.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020 permettant ainsi au Gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le volume ni le prix d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2021.

La demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2020 pour livraison 2021 s'est élevée à 146,2 TWh. En application du volume global maximal non modifié, le volume à livrer s'est établi à 100 TWh et la CRE a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,3 TWh).

Dans le contexte de crise sanitaire lié à la pandémie de Covid-19, la CRE a adopté, dans sa délibération n° 2020-071 du 26 mars 2020, des mesures en faveur des fournisseurs bénéficiant du dispositif ARENH consistant, d'une part, à supprimer la pénalité pour demande excessive d'ARENH (terme de complément de prix CP2 (1)) pour l'année 2020 et, d'autre part, à mettre en œuvre des modalités de report de paiement des factures ARENH aux fournisseurs qui en feraient la demande, selon les modalités prévues par l'ordonnance n° 2020-316 relative au paiement des factures du 25 mars 2020 et précisées par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

En outre, EDF a proposé des facilités de paiement supplémentaires aux fournisseurs de petite taille et en situation de fragilité, dont les modalités d'application ont été établies par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 1.4.1.

La CRE a proposé dans sa délibération n° 2020-315 du 17 décembre 2020 des évolutions au modèle d'Accord-cadre ARENH afin de tenir compte des modifications figurant dans le décret n° 2020-1414 et a également défini, par ses délibérations n° 2020-277 du 12 novembre 2020 et n° 2020-285 du 2 décembre 2020, les modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond.

(1) Pénalités pour demande excessive d'ARENH.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019 (1)
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	62 918	65 790
dont ventes d'énergie (2)	*43 767*	*46 620*
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement (3))	*19 151*	*19 170*
Autres ventes de biens et de services	5 201	4 531
Trading	912	1 026
CHIFFRE D'AFFAIRES	**69 031**	**71 347**

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) En 2020, les ventes d'énergie incluent 1 112 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 548 millions d'euros en 2019. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2020, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et le Royaume-Uni (électricité). En 2019, il s'agissait des mêmes secteurs.

(3) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseaux de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2020 est en baisse de 3,4 % soit (2,4) milliards d'euros, incluant l'effet de la crise sanitaire pour (2,3) milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne principalement les secteurs Italie (- 21,8 % soit (1,6) milliards d'euros), Autres métiers (- 19,5 % soit (0,4) milliard d'euros), Dalkia (- 8,9 % soit (0,3) milliard d'euros) et le Royaume-Uni (- 1,9 % soit (0,2) milliard d'euros), avec une hausse observée sur le secteur France – Activités de production et commercialisation (+ 0,6 % soit + 0,2 milliard d'euros).

Malgré des effets de la crise sanitaire de (1,1) milliard d'euros, le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production et commercialisation est en hausse de 0,2 milliard d'euros. Cette progression s'explique par des effets prix de l'énergie (incluant les hausses du tarif réglementé de ventes : voir paragraphe relatif aux TRV ci-dessus) ainsi que la hausse des revenus des enchères de capacités (voir paragraphe relatif aux mécanismes de capacité ci-dessus), partiellement compensés par la diminution de la production nucléaire hors effets liés à la crise sanitaire.

La hausse du chiffre d'affaires du secteur France – Activités régulées (+ 0,1 milliard d'euros) est plus particulièrement liée aux évolutions du TURPE 5 du fait des évolutions tarifaires intervenues en 2020 (voir paragraphe relatif aux TRV ci-dessus), dans un contexte de forte diminution des quantités acheminées à la fois en lien avec le climat très doux de 2020, et avec les effets de la crise sanitaire, ces derniers s'élevant à (0,3) milliard d'euros.

La baisse du chiffre d'affaires du secteur Italie observée en 2020 pour (1,6) milliard d'euros s'explique principalement par des effets prix et volumes défavorables sur le gaz estimés à (1,5) milliard d'euros, en lien avec la baisse des prix sur l'ensemble des marchés, mais aussi la douceur du climat, auxquels s'ajoute un effet prix défavorable sur l'électricité estimé à environ (0,2) milliard d'euros.

La diminution du chiffre d'affaires des Autres métiers de (0,4) milliard d'euros provient essentiellement de l'activité gazière GNL affaiblie par la forte baisse des prix de gros et par une diminution de l'utilisation des capacités du Groupe.

Le chiffre d'affaires de Dalkia baisse de (0,3) milliard d'euros dans un contexte défavorable de baisse du prix des énergies et de crise sanitaire (effet de (0,2) milliard d'euros sur le chiffre d'affaires de Dalkia).

Au Royaume-Uni, le chiffre d'affaires est en baisse de (0,2) milliard d'euros, principalement en raison des effets défavorables de la crise sanitaire pour (0,5) milliard d'euros, de la moindre production nucléaire et de la baisse des revenus de capacités, malgré les effets favorables de la hausse des prix de vente réalisés du nucléaire.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019 (1)
Achats consommés de combustible – production d'énergie (2)	(10 162)	(11 700)
Achats d'énergie (2)	(14 645)	(15 041)
Charges de transport et d'acheminement	(7 916)	(8 325)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(22)	(7)
(Dotations)/ reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	320	(18)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(32 425)**	**(35 091)**

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) En 2020, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 514 et 1 674 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 417 et 3 117 millions d'euros en 2019. En 2020, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2019, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustibles nucléaires, matières fissiles, gaz, charbon, fioul et biomasse), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et Certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « achats d'énergie » intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019*
Rémunérations	(9 024)	(8 914)
Charges de sécurité sociale	(2 020)	(1 951)
Intéressement et participation	(271)	(277)
Autres contributions liées au personnel	(347)	(360)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(219)	(251)
Avantages à court terme	**(11 881)**	**(11 753)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(952)	(988)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(944)	(801)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 896)**	**(1 789)**
Autres avantages à long terme	(155)	(222)
Indemnités de fin de contrat	(25)	(33)
Autres charges de personnel	**(180)**	**(255)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(13 957)**	**(13 797)**

* *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).*

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 1,1 % par rapport à 2019, principalement sur les secteurs France – Activité régulées, EDF Renouvelables et Dalkia.

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2020	2019
Statut IEG	95 530	96 818
Autres	65 673	64 704
EFFECTIFS MOYENS	**161 203**	**161 522**

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.
Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines », partie 3.4.2.1.1 « Effectifs du groupe EDF » du Document d'enregistrement universel.

5.4 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	2020	2019 (1)
Subventions d'exploitation	*5.4.1*	8 305	7 834
Résultat de déconsolidation	*5.4.2*	221	576
Résultat de cession d'immobilisations	*5.4.2*	(229)	(188)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants (2)		(203)	(107)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(348)	(54)
Autres produits et charges	*5.4.3*	(1 963)	(1 374)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**5 783**	**6 687**

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).
(2) Voir les provisions dépréciations des créances clients liées à la crise sanitaire en note 1.4.1.2.

5.4.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), qui se traduit dans les comptes par un produit de 8 081 millions d'euros en 2020 (7 662 millions d'euros en 2019). La créance d'exploitation au 31 décembre 2020 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 13.3.4).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2019, la loi de finances initiale pour 2020 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2020 :

- un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » doté d'un montant de 6,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et marginalement de biogaz pour l'ensemble des opérateurs ainsi qu'au paiement de la dernière annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général doté d'un montant de 2,7 milliards d'euros pour compenser notamment les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés *via* le Budget Général.

À noter que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN pour l'électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (TSS pour le gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service public de l'énergie ». EDF a supporté en 2019 et 2020 des charges de solidarité au titre du Fonds de solidarité logement et au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public était, en 2020, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondaient aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, étaient inscrites en dépenses d'un Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoyait que le CAS soit abondé par les deux recettes suivantes : une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), ce deuxième objet constituant l'essentiel du financement. La loi de finances pour 2020 a substitué à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS, qui intègrent les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie. La loi de finances initiale 2020 prévoit d'ailleurs la suppression de ce CAS dès 2021, les charges associées seront financées directement par le Budget Général ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables soit les charges de précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie – sont inscrites directement au Budget Général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE) sont reversées directement au Budget Général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2020.

Par ailleurs, la quatrième loi de finances rectificative pour 2020 a ajusté à la hausse les compensations à verser par l'État en 2020 concernant :

- d'une part, les charges de service public au titre de 2019 (écart total observé entre la reprévision des charges 2019 vu de juillet 2019 et le réalisé 2019 vu de juillet 2020) ;
- d'autre part, les charges de service public au titre de 2020 (écart partiel entre la prévision initiale de juillet 2019 pour 2020 et la reprévision de juillet 2020 pour 2020).

Ces charges ont en effet augmenté en raison de l'augmentation de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs.

5.4.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2020 des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 210 millions d'euros (560 millions d'euros en 2019 comprenant en particulier l'effet de la cession NnG (voir note 3.1.2)).

5.4.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'économies d'énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, des compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France et les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2020 s'explique principalement par l'évolution de ce complément de rémunération et par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

Ils comprennent également à partir du premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.5) ;

  Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés *ex post* à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2020 :

- des charges à hauteur de 113 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 42 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de service pour 43 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 28 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 50 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Certificats d'économie d'énergie

Principes et méthodes comptables

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Ces derniers pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

Mécanisme réglementaire en France

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a relevé fortement le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie (qui s'étendait initialement du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2020) : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, *versus* respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, a augmenté la durée de la quatrième période, et comporte par ailleurs un chapitre relatif à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer fortement le nombre et l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15€/MWhc manquant.

Pour répondre à ces obligations, le Groupe a tout mis en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'économie d'énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aides à l'isolation, aide au remplacement d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur…).

À date, le Groupe estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats d'ici fin 2021 et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit en fin de période.

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*

Principes et méthodes comptables

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

(en millions d'euros)	2020	2019
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE *TRADING*	**(175)**	**642**

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de 642 millions d'euros en 2019 à (175) millions d'euros en 2020, principalement en lien avec une forte volatilité des prix observés sur le marché des autres commodités et en particulier l'électricité (effet majoritairement prix et non volume) ainsi qu'en lien avec les positions sur le gaz chez Edison.

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (487) millions d'euros au 31 décembre 2020. Ils comprennent principalement les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros en 2020. Ces surcoûts sont considérés comme anormaux au sens d'IAS 16 (paragraphe 22) et ne peuvent être inclus dans le coût des immobilisations en cours.

Les autres produits et charges d'exploitation comprennent également des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (185) millions d'euros au 31 décembre 2019 et comprenaient principalement la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (30) millions d'euros réalisée sur le premier semestre 2019, ainsi que des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019
Charges d'intérêts sur opérations de financement*	(1 699)	(1 801)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	90	(14)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(8)	(40)
Résultat net de change sur endettement	7	49
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 610)**	**(1 806)**

* *Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2020 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (80) millions d'euros ((85) millions d'euros en 2019).*

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de désactualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2020	2019
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme [(1)]	(637)	(931)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [(2)]	(2 679)	(2 116)
Autres provisions et avances	(417)	(114)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 733)**	**(3 161)**

(1) Voir note 16.1.3.
(2) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

L'augmentation de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 20 points de base en 2020 contre 10 points de base en 2019, s'agissant des provisions nucléaires en France.

L'augmentation de la charge de désactualisation sur les « Autres provisions et avances » s'explique par des taux d'actualisation sensiblement plus bas qu'au 31 décembre 2019 sur les différentes provisions (contrats onéreux notamment), en lien avec l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation, faisant intervenir une courbe de taux (voir note 15.1.1.5).

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019*
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	35	17
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	181	248
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	691	878
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 253	2 338
Autres charges financières	(102)	(134)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(254)	(7)
Produits sur les actifs de couverture	378	523
Intérêts d'emprunts capitalisés	579	740
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**2 761**	**4 603**

* *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P cédée (voir note 1.4.2).*

Les « Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2020 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 518 millions d'euros (740 millions d'euros en 2019) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 173 millions d'euros (dont 162 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 138 millions en 2019 (dont 136 millions d'euros en 2019 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2020, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 1 253 millions d'euros. Dans un contexte de marchés très volatiles, notamment en lien avec la crise sanitaire, cette évolution globalement favorable sur l'année s'explique par la variation de juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de 1 214 millions d'euros (dont 1 218 millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de 39 millions d'euros. En 2019, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de 2 338 millions d'euros incluaient 2 545 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

La diminution des intérêts d'emprunt capitalisés est liée à la suspension de la capitalisation des intérêts intercalaires relatifs à Flamanville 3 entre mars et juillet 2020 (voir note 1.4.1.3).

Note 9 Impôts sur les résultats

Principes et méthodes comptables

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scenarii envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction, qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2020	2019*
Impôts courants	(747)	(1 597)
Impôts différés	(198)	65
TOTAL	**(945)**	**(1 532)**

* *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).*

En 2020, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (604) millions d'euros et des autres filiales pour (143) millions d'euros (respectivement (1 519) millions d'euros et (78) millions d'euros en 2019).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2020	2019 (1)
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**1 293**	**6 393**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	32,02 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(414)**	**(2 201)**
Différences de taux d'imposition (2)	(225)	232
Différences permanentes (3)	6	162
Impôts sans base (4)	(27)	118
Actifs d'impôts différés non reconnus (5)	(288)	156
Autres	3	1
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(945)**	**(1 532)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**73,10 %**	**23,96 %**

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (945) millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 % (contre (1 532) millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 23,96 %). La baisse de la charge d'impôt de 587 millions d'euros entre 2020 et 2019 est essentiellement liée à la baisse du résultat avant impôt de 5 100 millions d'euros, générant une charge d'impôt moindre de 1 633 millions d'euros ; *a contrario*, à la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA pour un impact de 538 millions d'euros dont des actifs d'impôts différés non reconnus pour (361) millions d'euros, en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans ; à l'effet défavorable de la hausse du taux d'imposition de 17 % à 19 % au Royaume-Uni ; et à l'absence d'effet favorable de cession d'actifs en 2020 (Alpiq, NnG en 2019).

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, les conséquences des contentieux fiscaux, et l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni), le taux effectif d'impôt courant en 2020 est de 19,0 %, contre 18,0 % en 2019.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2020 :
  - (2) l'impact défavorable des différences de taux d'imposition pour 225 millions d'euros, principalement lié à l'augmentation du taux d'imposition au Royaume-Uni de 17 % à 19 % et à l'écart entre les taux applicables à l'impôt courant (32,02 %) et à l'impôt différé en France (28,41 % ou 25,82 %, selon l'horizon de retournement des différences temporaires),
  - (4) l'impact économique des contentieux fiscaux, pour (175) millions d'euros, partiellement compensé par l'effet positif de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 162 millions d'euros,
  - (5) la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (288) millions d'euros, dont (361) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur les contentieux fiscaux (résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause), en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans ;
- pour 2019 :
  - (2) l'impact favorable des différences de taux d'imposition pour 185 millions d'euros lié à l'écart entre le taux d'impôt France de 34,43 % et le taux d'impôt en Italie de 24 % et au Royaume-Uni de 19 %,
  - (3) l'effet favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 160 millions d'euros (principalement Alpiq et NnG),
  - (4) l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 204 millions d'euros.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2020	2019
Impôts différés actifs	557	978
Impôts différés passifs	(2 295)	(1 987)
Impôts différés nets au 1er janvier	**(1 738)**	**(1 009)**
Variation en résultat net	(198)	28
Variation en capitaux propres	(215)	(402)
Écarts de conversion	72	(66)
Mouvements de périmètre*	69	(275)
Autres mouvements	45	(14)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(1 965)**	**(1 738)**
Dont impôts différés actifs	1 150	557
Dont impôts différés passifs	(3 115)	(2 295)

* *Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement des immobilisations en concessions de l'activité E&P en actifs détenus en vue de leur vente.*

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2020 est liée à hauteur de (238) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((69) millions d'euros sur l'exercice 2019).

9.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 194)	(6 141)
Provisions pour avantages du personnel	5 222	5 018
Autres provisions et pertes de valeur	321	561
Instruments financiers	290	74
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 172	1 292
Autres	711	333
Impôts différés actifs et passifs	**1 523**	**1 137**
Impôts différés actifs non reconnus	(3 489)	(2 875)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(1 965)**	**(1 738)**

Au 31 décembre 2020, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 489 millions d'euros (2 875 millions d'euros au 31 décembre 2019) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 900 millions d'euros (2 091 millions d'euros au 31 décembre 2019) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 428 millions d'euros (473 millions d'euros en 2019) est principalement liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037 (concernant les déficits générés avant le 31 décembre 2017), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après cette date).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédit d'impôts activés sont de 584 millions d'euros (543 millions d'euros en 2019) et se situent principalement aux États-Unis pour 151 millions d'euros (197 millions d'euros en 2019), au Royaume-Uni pour 173 millions d'euros (118 millions d'euros en 2019), en France pour 52 millions d'euros (37 millions d'euros en 2019), et en Allemagne pour 47 millions d'euros (26 millions d'euros en 2019). Ils ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2020	dont immobilisations en cours*	31/12/2019	dont immobilisations en cours*
Goodwill	*10.1*	10 265	n.a.	10 623	n.a.
Autres actifs incorporels	*10.2*	9 583	1 581	9 350	1 415
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	*10.3*	92 600	39 460	89 099	34 755
dont actifs au titre du droit d'utilisation	*10.4*	*4 116*	*n.a.*	*4 333*	*n.a.*
Immobilisations en concessions des autres activités	*10.5*	6 858	574	6 860	1 155
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**119 306**	**41 615**	**115 932**	**37 325**

* *Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.*
n.a. : non applicable.

10.1 Goodwill

Principes et méthodes comptables

Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
  - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
  - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
  - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle, et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « (Pertes de valeur)/reprises » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 10.8.

En 2020, les goodwill portent principalement sur l'entité Framatome pour 1 332 millions d'euros ainsi que sur EDF Energy pour 7 569 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2020 et 2019 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 623**	**10 195**
Acquisitions	139	66
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 10.8)	(31)	(57)
Écarts de conversion	(439)	392
Autres mouvements	(27)	27
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**10 265**	**10 623**
Valeur brute à la clôture	11 032	11 418
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(767)	(795)

En 2020, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Pod Point par EDF Energy pour 74 millions d'euros, entreprise spécialisée dans la charge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ;
- la première consolidation d'Energy2market pour 37 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (439) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2019, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Foxguard par Framatome, d'entités de services en Belgique et la première consolidation des filiales de Cyclife au Royaume-Uni et en Suède ;
- des écarts de conversion pour 392 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

10.2 Autres actifs incorporels

Principes et méthodes comptables

Généralités

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS (*Software as a Service*) qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de recherche et développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit of Production Method* – UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (conformément à IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ») ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale.

Actifs liés à la réglementation environnementale

Ils comprennent les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, « Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts » :
  - à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
  - pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

À chaque clôture, une provision est constatée lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité sont supérieures aux droits détenus ou acquis à terme, déduction faite des éventuelles ventes à terme (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

Certificats d'énergie renouvelable (Certificats verts)

En application de la directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de Certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (*Renewable Obligation Certificates*) et en Belgique (Certificats verts)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés prix de marché, et le cas échéant du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre [2]	Autres mouvements	31/12/2020
Logiciels	5 295	850	(155)	(62)	11	31	5 970
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	474	2 056	(1 752)	(13)	-	4	769
Autres immobilisations incorporelles	7 919	421	(327)	(44)	(332)	(91)	7 546
Immobilisations incorporelles en cours [1]	1 415	175	(4)	(7)	-	2	1 581
Valeurs brutes	**15 607**	**3 502**	**(2 238)**	**(126)**	**(321)**	**(54)**	**16 370**
Logiciels	(2 963)	(775)	153	45	(7)	(22)	(3 569)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(191)	(25)	-	-	-	-	(216)
Autres immobilisations incorporelles	(3 103)	(528)	317	26	272	14	(3 002)
Amortissements et pertes de valeur	**(6 257)**	**(1 328)**	**470**	**71**	**265**	**(8)**	**(6 787)**
VALEURS NETTES	**9 350**	**2 174**	**(1 768)**	**(55)**	**(56)**	**(62)**	**9 583**

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement le reclassement en actifs détenus en vue de leur vente des immobilisations de la société Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) détenue par Edison (voir note 3.2).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2020 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 489 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 141 millions d'euros et 1 209 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 288 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (85) millions d'euros a été enregistrée en 2020 ((47) millions d'euros en 2019).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 518 millions d'euros en 2020 (523 millions d'euros en 2019).

10.3 Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre

Principes et méthodes comptables

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

Mode et durée d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans ;
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) : 25 à 45 ans ;
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 60 ans ;
- autres installations générales : 10 à 20 ans.

Les valeurs nettes des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre [1]	Autres mouvements [2]	31/12/2020
Terrains et constructions	13 797	479	(89)	(62)	-	(34)	14 091
Installations production nucléaire	75 213	3 723	(1 778)	(631)	-	802	77 329
Installations productions thermique et hydraulique	18 486	330	(341)	(185)	1	(125)	18 166
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	21 316	1 599	(559)	(812)	(1 042)	118	20 620
Actif au titre du droit d'utilisation [3]	5 355	479	-	(48)	(21)	(32)	5 733
Immobilisations en cours [4]	34 959	5 362	(30)	(850)	12	162	39 616
Valeurs brutes	**169 126**	**11 972**	**(2 797)**	**(2 588)**	**(1 050)**	**891**	**175 555**
Terrains et constructions	(7 518)	(406)	67	10	5	(1)	(7 843)
Installations production nucléaire	(49 345)	(3 522)	1 696	337	-	481	(50 353)
Installations productions thermique et hydraulique	(12 765)	(1 352)	339	178	-	150	(13 450)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(9 173)	(1 293)	519	309	143	(41)	(9 536)
Actif au titre du droit d'utilisation [3]	(1 022)	(697)	-	5	2	95	(1 617)
Immobilisations en cours [4]	(204)	(40)	3	6	(7)	86	(156)
Amortissements et pertes de valeur	**(80 027)**	**(7 310)**	**2 624**	**845**	**143**	**770**	**(82 955)**
VALEURS NETTES	**89 099**	**4 662**	**(173)**	**(1 743)**	**(907)**	**1 661**	**92 600**

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables.

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 707 millions d'euros (voir note 15.1) et EDF Energy pour 322 millions d'euros (voir note 15.2).

(3) Les actifs au titre du droit d'utilisation sont présentés en note 10.4.

(4) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les variations observées sur les immobilisations de production du domaine propre incluent un impact lié aux écarts de conversion pour (1 093) millions d'euros, du fait de l'appréciation de l'euro par rapport à la livre sterling.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1er juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1er avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust. La date pour Cordemais est susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions sur ce projet, qui est toujours en cours d'examen en lien avec les Pouvoirs Publics. Cette modification des dates de fin d'amortissement conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 250 millions d'euros sur l'année 2020 (141 millions d'euros en 2019).

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, applicable à compter du 1er janvier 2019, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Si le Groupe réalise une opération de cession-bail – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif au titre du droit d'utilisation consécutif au bail est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe se rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les valeurs de marché.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 21.1.1, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf inférieure à 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

10.4.1.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations [1]	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements [2]	31/12/2020
Terrains et constructions	4 520	283	-	(31)	(32)	4 740
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	835	196	-	10	(48)	993
Valeurs brutes	**5 355**	**479**	**-**	**(21)**	**(80)**	**5 733**
Terrains et constructions	(541)	(555)	-	2	39	(1 055)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(481)	(142)	-	-	61	(562)
Amortissements et pertes de valeur	**(1 022)**	**(697)**	**-**	**2**	**100**	**(1 617)**
VALEURS NETTES	**4 333**	**(218)**	**-**	**(19)**	**20**	**4 116**

(1) Les augmentations concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location.
(2) Les autres mouvements comprennent l'effet des révisions contractuelles sur le droit d'utilisation ainsi que les écarts de conversion.

10.4.1.2 Les impacts au compte de résultat

Les principaux impacts de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2020	2019
Revenus en provenance des sous-locations	56	73
Charges au titre des loyers variables	(46)	(45)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(106)	(167)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(96)**	**(139)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(697)	(660)
Résultat d'exploitation	**(793)**	**(799)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(80)	(85)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**(873)**	**(884)**

10.4.1.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2020	2019
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE	**(795)**	**(790)**

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 719 millions d'euros en 2020 (721 millions d'euros en 2019).

10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

Principes et méthodes comptables

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 11) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 18 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521- 16 al. 3 du Code de l'énergie).

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'amortissement sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans.

Concession de production et de distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

Les installations des concessions sont généralement composées de :

- chaufferies ;
- réseaux ;
- extensions de réseau ;
- raccordements au réseau ; et
- parfois une cogénération.

Les actifs incorporels sont amortis de manière linéaire sur la durée des contrats de concessions qui est comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2020
Terrains et constructions	1 528	137	(9)	(16)	-	1 640
Installations productions thermique et hydraulique	11 021	718	(23)	29	(34)	11 711
Autres	651	36	(11)	(2)	3	677
Immobilisations en cours*	1 213	(528)	(5)	(30)	(60)	590
Valeurs brutes	**14 413**	**363**	**(48)**	**(19)**	**(91)**	**14 618**
Terrains et constructions	(956)	(34)	9	1	-	(980)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 081)	(272)	19	24	28	(6 282)
Autres	(458)	(36)	11	-	1	(482)
Immobilisations en cours*	(58)	-	-	-	42	(16)
Amortissements et pertes de valeur	**(7 553)**	**(342)**	**39**	**25**	**71**	**(7 760)**
VALEURS NETTES	**6 860**	**21**	**(9)**	**6**	**(20)**	**6 858**

* *Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.*

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2020 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 Immobilisations en cours

(en millions d'euros)	2020	2019
Autres actifs incorporels en cours	1 581	1 415
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre en cours	39 460	34 755
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	574	1 155
IMMOBILISATIONS EN COURS	**41 615**	**37 325**

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2020 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 577 millions d'euros (414 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indique que le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires. Le Groupe est pleinement mobilisé dans l'instruction et la préparation de ce dossier sur l'ensemble de ses composantes, en lien avec les Pouvoirs Publics.

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles du domaine propre

Au 31 décembre 2020, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours du domaine propre incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 14 565 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 291 millions d'euros (13 653 millions d'euros au 31 décembre 2019, incluant des intérêts intercalaires pour 3 028 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2020 est de 14 792 millions d'euros, comprenant également un montant de 208 millions d'euros [(1)] en immobilisations mises en service, voir note 10.3).

  Ce montant immobilisé de 14 792 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, intègre, en sus du coût de construction :

  - un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 466 millions d'euros ;
  - ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 691 millions d'euros ; et
  - tient compte de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 277 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;
  - soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2020 de 10 318 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 9 octobre 2019 de 12,4 milliards d'euros, exprimé en euros 2015.

    Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indique que selon ses calculs, aux coûts de construction communiqués par EDF de 12,4 milliards d'euros$_{2015}$ s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros$_{2015}$, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 31 décembre 2020, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,3 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,2 milliard d'euros.

    Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversée du circuit secondaire principal sont pour leur part enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 397 millions d'euros en 2020 (voir note 7) ;
  - les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 13 586 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 518 millions d'euros (10 942 millions d'euros au 31 décembre 2019 incluant des intérêts intercalaires pour 318 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2020 de 2 868 millions d'euros ;
  - les études relatives à Sizewell C pour 324 millions d'euros (219 millions d'euros en 2019).

(1) Soit 292 millions en valeur brute diminuée de 84 millions d'euros d'amortissements.

Investissements en immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre augmentent de 4 705 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2020 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur l'exercice (voir note 10.3). Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2020 (voir note 10.7) concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 361 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme Grand Carénage, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur Royaume-Uni pour 3 679 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 991 millions d'euros avec une augmentation significative des capacités mises en construction, en éolien et en solaire, en France, en Amérique du Nord, et dans les pays émergents.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. Estimé en 2015 à 55 milliards d'euros$_{2013}$ pour la période 2014-2025, il a fait l'objet d'optimisations et de reports et a été évalué en 2018 à 45 milliards d'euros$_{2013}$ soit 48,2 milliards d'euros courants pour cette même période 2014-2025.

Le 29 octobre 2020, EDF a réajusté le coût de ce programme à 49,4 milliards d'euros courants pour la période 2014-2025.

Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW, actuellement en cours. Il s'agit d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur la période 2020-2022 (voir note 1.4.1).

Le programme Grand Carénage se poursuit avec 33 visites décennales réalisées sur les réacteurs 900 MW, 1 300 MW et 1 450 MW et 55 diesels d'ultime secours mis en exploitation sur 56.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique est attendue pour fin février 2021.

EPR de Flamanville 3

Rappels relatifs à l'exercice 2019

Le 11 avril 2019, EDF [1] a annoncé prendre connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture [2] de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

L'ASN avait en effet réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) dans le cadre de son instruction de ces écarts :

- EDF avait remis à l'ASN le 3 décembre 2018 un dossier technique sur les modalités de réparation et de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal qui présentaient des écarts vis-à-vis de l'exigence d'exclusion de rupture ainsi que sur la démarche de justification spécifique pour les 8 soudures dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur ;
- ce dossier a fait l'objet d'une instruction par l'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN ;
- c'est sur cette base que les discussions ont été menées en réunion du GP ESPN, en présence d'EDF qui a présenté l'historique des faits, leur analyse et les modalités de traitement des écarts. EDF s'est attachée à répondre à toutes les questions du Groupe Permanent pour l'instruction technique de ce dossier.

EDF a alors indiqué que les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction et que le Groupe poursuivrait ses échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui devait se prononcer quelques semaines plus tard sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

En conséquence le Groupe avait indiqué qu'un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville serait effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Le 20 juin 2019 [3], EDF a annoncé prendre connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville.

Dans ce courrier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) demandait à EDF de reprendre les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture.

Le 26 juillet 2019 [4], EDF a annoncé que trois scénarios de remise à niveau des soudures de traversée étaient à l'étude et qu'après instruction détaillée des trois scénarios et échanges avec l'ASN, le Groupe communiquerait dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût. Le Groupe a alors indiqué que la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Ces travaux ont ensuite donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre 2019 à EDF [5] une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées présenté comme privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées, technologie développée pour le parc en exploitation et devant être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées, l'objectif étant que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourrait engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

Dans ce contexte, le Groupe a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville [6].

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à réestimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros [7] soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces surcoûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation [8] et non en immobilisation et ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

(1) Cf. communiqué de presse du 11 avril 2019.

(2) « L'exclusion de rupture » est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation ESPN. Elle implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Ce standard permet de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation.

(3) Cf. communiqué de presse du 20 juin 2019.

(4) Cf. communiqué de presse du 26 juillet 2019.

(5) Cf. communiqué de presse du 9 octobre 2019.

(6) La problématique de l'écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome (procédé de traitement thermique détensionnement de soudures par résistance électrique – TTD) concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3 – voir communiqué de presse du 9 septembre 2019.

(7) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(8) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise.

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement (voir note 1.4.1) et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversée situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires sont concernées par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversée.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible. Une nouvelle revue du projet sera réalisée en 2021.

Hinkley Point C

Bien qu'impacté par la crise sanitaire de la Covid-19 (voir note 1.4.1), le projet HPC a continué à progresser en 2020, à la fois sur le chantier, sur les plans d'exécution du *design* et sur la fabrication des équipements. En particulier, le projet a atteint 4 jalons fixés pour 2020 :

- l'installation des premières conduites de sûreté dans l'îlot nucléaire de l'unité 1 ;
- l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité 2 (étape J0) dans les délais du calendrier initial de 2016 ;
- la fabrication de la bâche d'alimentation en eau du circuit secondaire de l'unité 1 ;
- la finalisation du *design* des structures internes du bâtiment réacteur de l'unité 1.

D'autres avancées ont été réalisées sur l'Unité 1, en particulier l'achèvement du tunnel d'arrivée d'eau de 3,5 kilomètres et la pose du premier rondeau du *liner* de confinement dans le bâtiment réacteur. Sur l'unité 2, des progrès significatifs ont également été accomplis. Les travaux de l'unité 2 ont été effectués avec environ 12 mois de décalage après l'unité 1.

Une revue détaillée du calendrier et des coûts a été engagée en 2020 notamment afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour. Cette revue présente les conclusions suivantes rendues publiques le 27 janvier 2021 (1) :

- le début de production d'électricité par l'Unité 1 est à présent prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling$_{2015}$ (2). Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est par conséquent réestimé entre 7,1 % et 7,2 % (3) ;
- le risque de report de la livraison (COD) des Unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité reste élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling$_{2015}$. Dans cette hypothèse, le TRI pour EDF serait diminué de 0,3 %.

Le *management* du projet a fixé comme objectif la pose du dôme de l'unité 1 à fin 2022.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé en septembre 2016, en même temps que les contrats relatifs à HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C en Angleterre, dans le Suffolk, concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,2 GW.

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. La décision finale d'investissement pourrait intervenir mi-2022. Ce projet repose sur l'hypothèse que des investisseurs tiers s'engagent très majoritairement et EDF prévoit, à la date de la décision finale d'investissement, de devenir un actionnaire minoritaire avec des droits limités correspondants et de déconsolider le projet à partir de cette date. La capacité à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C dépendra en particulier de la définition d'un cadre de régulation et d'un modèle de financement adaptés, qui n'ont jamais été mis en œuvre pour un projet de cette envergure en Europe. À ce stade, il n'est pas certain que le Groupe parvienne à cet objectif.

Le développement du projet repose sur une stratégie de réplication du projet HPC qui vise à diminuer les coûts grâce à une baisse des dépenses de construction associée à une réduction des risques. Le projet Sizewell C s'appuierait ainsi sur la technologie EPR (EDF étant en charge du *design* « Responsable designer »), et bénéficierait du retour d'expérience de HPC.

Les autorités britanniques (le *planning inspectorate*) ont formellement accepté, le 24 juin 2020, d'examiner la demande d'autorisation de construction déposée pour Sizewell C. Le processus d'examen devrait démarrer en avril 2021 ce qui signifie que le Secrétaire d'État devrait prendre une décision de permis de construire d'ici avril 2022.

Le 30 juin 2020, Sizewell C a par ailleurs franchi une autre étape importante en déposant auprès du régulateur britannique, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR), une demande de permis de site nucléaire (*nuclear site licence*) afin de construire et d'exploiter la nouvelle centrale.

En parallèle de la parution du livre blanc sur l'énergie (*Energy White Paper*) publié le 14 décembre 2020, le gouvernement britannique a déclaré qu'il allait entamer des discussions sur le projet Sizewell C sur la base des différentes options envisagées. Il a déclaré qu'il continue à explorer une série d'options de financement pour le nouveau nucléaire, y compris le modèle de financement sur base d'actifs régulés (BAR). En outre, compte tenu de l'ampleur du défi financier, le gouvernement examinera également la possibilité d'un financement public pendant la construction, sous réserve qu'il y ait un bénéfice pour le consommateur et le contribuable.

(1) Cf. communiqué de presse du 27 janvier 2021. Les informations sont fondées sur l'hypothèse d'un retour progressif à des conditions normales de chantier à compter du deuxième trimestre 2021.

(2) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling $_{2015}$. Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling $_{2015}$, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1£ = 1,23 €. Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume-Uni (*OPI for all new work index*).

(3) Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 £ = 1,13 €, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts en place entre les actionnaires du projet. Précédent TRI de 7,6 % à 7,8 % basé sur un taux de change de 1 £ = 1,15 €.

10.7 Investissements incorporels et corporels

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2020	2019*
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 446)	(1 380)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(15 086)	(15 514)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	525	97
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(16 007)**	**(16 797)**

* *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 liés à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).*

10.8 Pertes de valeur/reprises

Principes et méthodes comptables

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
  - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
  - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures ;
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels et pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents) ;
- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, le cas échéant dès l'horizon du PMT, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et de la part de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

10.8.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	***Notes***	**2020**	**2019***
Pertes de valeur sur goodwill	*10.1*	(31)	(57)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	*10.2*	(85)	(47)
Pertes de valeur sur actifs corporels	*10.3-10.5*	(683)	(299)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(799)**	**(403)**

* *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).*

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2019 s'élevaient à (403) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour 127 millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT de Dalkia (notamment en Pologne), pour 105 millions d'euros ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment la dépréciation du goodwill d'une entité allemande), pour 49 millions d'euros ;
- des actifs hydrauliques pour 33 millions d'euros et des actifs de services énergétiques pour 27 millions d'euros, détenus par Edison en Italie ;
- d'autres actifs pour un montant cumulé de 62 millions d'euros, dont 24 millions d'euros de projets arrêtés en France.

Des pertes de valeur pour un montant de 73 millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2019 (voir note 12).

Les pertes de valeur enregistrées en 2020 s'élèvent à 799 millions d'euros, et sont détaillées ci-après.

10.8.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2020, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019, le Groupe a fait évoluer en tant que de besoin la méthodologie de réalisation des tests de pertes de valeurs en fonction des caractéristiques propres à chaque UGT.

PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE

Secteur opérationnel	**Unité Génératrice de Trésorerie ou actif**	**Valeur nette comptable** *(en millions d'euros)*	**CMPC après impôt**	**Taux de croissance à l'infini**	**Pertes de valeur 2020** *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 569	6,0 %	- (1)	-
Italie	Marque Edison	945	6,5 %	2,0 %	-
Framatome	Goodwill Framatome	1 332	6,1 %	0,5 %	-
	Marque Framatome	151	6,1 %	0,5 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia	547	4,3 %	1,4 %	-
	Goodwill DES Groom (filiale travaux aux États-Unis) (2)	26	6,1 %	1,5 %	(26)
	Marque Dalkia	141	4,3 %	1,4 %	-
Autres pertes de valeur					(5)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					**(31)**

(1) Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels, sans projection à l'infini.
(2) Pertes de valeur enregistrées au 30 juin 2020.

PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2020 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Actifs nucléaires*	Diminution des prix de marché et fermeture anticipée de certaines tranches AGR/moindres niveaux de production projetée	6,0 %	(621)
	Actifs de stockage gaz	Investissements réglementaires sur centrales totalement dépréciées	5,4 %	(13)
Italie	Actifs hydrauliques*	Évolution défavorable des prix de marchés	6,5 %	(39)
	Services énergétiques*	Rentabilité moindre de certains contrats	6,5 %	(27)
EDF Renouvelables	Différentes UGT	Perspectives tarifaires défavorables	3,4 % - 6,6 %	(36)
Autres pertes de valeur				(32)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(768)**

* *Pertes de valeur enregistrées essentiellement au 30 juin 2020.*

Hypothèses générales

Pour rappel, compte tenu du contexte particulier lié à la crise sanitaire, une approche spécifique avait été retenue pour la clôture semestrielle 2020 afin de tenir compte des conditions macroéconomiques (taux d'actualisation), de l'évolution des prix de marché des matières premières et de l'électricité, des premières orientations issues des travaux de cadrage du Plan à Moyen Terme et de la situation spécifique de certaines entités du Groupe. Des pertes de valeur avaient ainsi été enregistrées pour un total de 738 millions d'euros au 30 juin 2020.

Au 31 décembre 2020, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test annuel pour les goodwills et actifs incorporels, y compris pour ceux qui avaient fait l'objet d'un test au 30 juin 2020.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à la clôture marqués par une diminution importante par rapport aux niveaux de fin 2019.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique assemblant différentes briques d'hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement.

Les courbes de prix long terme du scénario 2020 sont en diminution en début d'horizon (2024-2030) par rapport au scénario 2019, avec une perte de valeur du ruban de l'électricité dans les quatre pays principaux (France, UK, Italie, Belgique), comme cela avait été anticipé dans les tests intermédiaires conduits à fin juin 2020, puis en augmentation dans la plupart des pays sur la période suivante (2030-2040) par rapport au scénario 2019. Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- les prix à long terme des commodités fossiles, et notamment du gaz en Europe, évoluent à la baisse entre les deux scénarios, en raison d'hypothèses d'offre de GNL revues à la hausse (nombreuses annonces de nouveaux projets d'usines de liquéfaction dans différentes régions du monde), de ressources abondantes et durablement peu chères aux États-Unis (gaz non conventionnels et gaz associés), et d'une demande européenne orientée à la baisse sur tout l'horizon sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables ;
- dans le même temps, la trajectoire sur les prix des quotas de CO_2 dans le cadre du mécanisme de l'ETS (*EU Emissions Trading System*) est quant à elle revue à la hausse intégrant le projet de l'Union européenne d'engagements plus contraignants de réduction nette des émissions de gaz à effet de serre, notamment concernant les objectifs pour les années 2030 et 2050 ;
- des hypothèses actualisées relatives à l'offre et à la demande en électricité mettant en évidence un infléchissement de la demande en électricité à moyen terme (efficacité énergétique accrue et dans une moindre mesure baisse du prix du gaz livré en Europe). Cette tendance se corrige à plus long terme avec une demande orientée à la hausse en lien avec le développement des véhicules électriques et de l'hydrogène électrolytique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation. À ce titre, les informations communiquées en matière de sensibilité des valeurs aux prix de l'électricité restent appropriées dans le contexte actuel, les effets de la crise étant considérés comme limités au-delà de l'horizon 2025 et la prise en compte des *forwards* permettant de capter les effets sur la croissance à court terme.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité, la rémunération est anticipée en légère hausse par rapport au scénario 2019 dans la majorité des pays européens, en raison de la révision à la baisse de la rentabilité des actifs de production de pointe sur les marchés de vente de l'électricité, en lien notamment avec la révision à la hausse du prix du CO_2. Cette tendance structurelle concerne également la France, mais avec un temps de décalage. En effet, l'arrivée d'ici 2025 de nouvelles capacités en France (notamment EPR de Flamanville, CCG à Landivisiau, premier parc éolien maritime…) permettront au système électrique français de retrouver des marges, avec un effet à la baisse sur le prix de la capacité.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests sont en hausse par rapport au 31 décembre 2019 sur la plupart des pays cœurs en Europe, compte tenu d'une augmentation du *spread* de financement EDF conjuguée à une augmentation de la prime de risque marché. Cette hausse est néanmoins plus mesurée qu'au 30 juin 2020 du fait de la révision du *spread* de financement et de la prise en compte de la baisse des taux sans risque. Au Royaume-Uni, l'évolution du taux d'impôt conduit à un taux d'actualisation stable par rapport au 31 décembre 2019. Pour l'Italie, la prime de risque souverain qui avait été augmentée dès le 30 juin 2020 au regard du contexte spécifique du pays reste en augmentation par rapport à 2019 compte tenu de la volatilité, ce qui conduit à une hausse plus marquée des CMPC. La hausse des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2019 est ainsi de l'ordre de 10 à 20 points de base pour la France et la Belgique et de 40 points de base sur l'Italie. Les résultats des tests font par ailleurs l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2020, les actifs du Groupe sont en grande majorité impactés par le contexte macroéconomique présenté ci-avant et les conséquences éventuelles en termes de pertes de valeur avaient été largement identifiées lors de la clôture semestrielle 2020.

Royaume-Uni – EDF Energy

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe en Angleterre, conduisant en particulier à une valeur nette comptable quasi-nulle pour les centrales au charbon et les stockages gaz. Au 31 décembre 2020, les investissements nécessaires réalisés pour le site de stockage gaz de Hole House et Hill Top ont été totalement dépréciés pour un montant de (13) millions d'euros. S'agissant des actifs charbon, la fermeture de la centrale de West Burton A reste anticipée à court terme.

S'agissant de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT), la mise à jour du test de perte de valeur bénéficie d'un niveau des *spark spreads* estimé plus favorable sur tout l'horizon par rapport à celui retenu fin 2019. Compte tenu de l'historique de dépréciation de cet actif depuis sa mise en service en 2013, l'excédent calculé dans le cadre du test à cette clôture ne conduit néanmoins pas à l'enregistrement d'une reprise de perte de valeur. La valeur de cet actif est en effet sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des *spark spreads* aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B.

Segment commercialisation

Les hypothèses de marge sur le long terme ont été révisées à la baisse dans le contexte de crise sanitaire en particulier sur le segment BtoB, les niveaux de marge retenus pour le segment BtoC prenaient déjà en compte le contexte concurrentiel et réglementaire sur le marché britannique et en particulier la fin du cap sur le *Standard Variable Tariff* en 2023. Le test a été mis à jour sur la base de ces hypothèses révisées qui conduisent à une diminution de la valeur recouvrable de l'ordre de 40 % par rapport au 31 décembre 2019 et de 20 % par rapport au 30 juin 2020 mais reste supérieure à la valeur à tester. Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de marge à long terme plus importantes et des pertes de parts de marché, sans conduire à un risque de perte de valeur, cette UGT ayant par ailleurs des montants d'actifs immobilisés peu significatifs.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (8 tranches, dont 7 réacteurs avancés refroidis au gaz (AGR) et un réacteur à eau pressurisée (REP)) est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs, avec l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B de technologie REP conformément à la stratégie du Groupe. La mise à jour du test pour cette fin d'année 2020 intègre les décisions de fermeture anticipée des tranches de Hunterston au plus tard le 7 janvier 2022 et Hinkley Point B en juillet 2022 conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020.

Pour rappel, le test réalisé au 30 juin 2020 intégrait un niveau de production du parc ajusté à la baisse pour les années 2021 et 2022 visant à capter les difficultés récentes de production, les risques d'arrêts imprévus et de retard de remise en service des réacteurs sur ces deux années. La mise à jour de ces hypothèses de production conjuguée à l'impact des prix de marché électricité à la baisse, à moyen terme comme à long terme, avait conduit à constater une perte de valeur de 552 millions de livres sterling soit 621 millions d'euros.

Le test mis à jour au 31 décembre 2020 intègre les décisions de fermeture anticipée des deux centrales de Hunterston et Hinkley Point B. Les résultats du test conduisent au maintien de la dépréciation enregistrée lors de la clôture semestrielle 2020.

La valeur recouvrable est sensible aux hypothèses de prix, une variation des prix de +/- 2 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, aurait un impact de +/- 260 millions de livres sterling. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 3 % sur tout l'horizon conduirait à une variation de +/- 400 millions de livres sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 300 millions de livres sterling.

Goodwill

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2020 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au *Contract for Difference* (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Le prix d'exercice du CfD est fixé à 92,50 £$_{2012}$/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ; Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, période pour laquelle il n'existe pas de prévision de prix de marché à long terme de l'électricité au Royaume-Uni, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à très long terme pour déterminer les prix de marché de l'électricité, repartant de la dernière année de flux de trésorerie évaluée en fonction du CfD.

Le test réalisé pour la clôture au 31 décembre 2020 tient compte des dernières estimations des coûts du projet HPC, communiqués le 27 janvier 2021, c'est-à-dire de coûts à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro) estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling $_{2015}$, contre une fourchette comprise entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling $_{2015}$ lors de la précédente revue des coûts de septembre 2019, et le report de la livraison de la tranche 1 à mi 2026. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs, le test de perte de valeur se positionnant en milieu de fourchette. Les coûts additionnels résultent de la revue détaillée des coûts et du calendrier tenant compte des impacts de la pandémie mesurés à ce jour. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,1 % et 7,2 % (contre une fourchette comprise entre 7,6 % et 7,8 % lors de la précédente revue).

Sur ces bases révisées et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités sur la valeur recouvrable des actifs nucléaires existants ainsi que du segment de la commercialisation, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste néanmoins significatif au 31 décembre 2020. Les analyses de sensibilité conduites sur le CPMC montrent qu'une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraîne pas de risque de perte de valeur.

S'agissant d'HPC, la dernière revue de projet du 27 janvier 2021 a maintenu le risque de report de la livraison (*commercial operations date*) à respectivement 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant le cas échéant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling $_{2015}$, et dans cette hypothèse une diminution du TRI pour EDF d'environ 0,3 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 30 %.

Des sensibilités avec des hypothèses très dégradées ont également été conduites à titre illustratif, par exemple, un décalage de la mise en service complémentaire de 3 ans et un surcoût associé de 3 milliards de livres sterling, conduiraient à une valeur seuil pour la marge du goodwill, toutes choses égales par ailleurs.

Par ailleurs, des analyses de sensibilité ont également été conduites sur les hypothèses d'inflation à long terme retenues pour les revenus HPC sur la durée du CfD et au-delà et ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Enfin, si le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des prix des combustibles, des prix du CO_2 et des données macroéconomiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, le test de dépréciation de la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Compte tenu du contexte macroéconomique au 30 juin 2020, le test avait été mis à jour et avait mis en évidence une diminution de la valeur recouvrable en lien essentiellement avec l'augmentation du CMPC, sans conduire à enregistrer une perte de valeur. Le test a été mis à jour au 31 décembre 2020, conformément aux pratiques usuelles, et confirme l'absence de perte de valeur. De plus, une étude externe de valorisation de la marque a été réalisée en 2020 et conclut à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable. Les tests de sensibilité conduits mettent néanmoins en évidence un risque de perte de valeur d'environ 55 millions d'euros en cas de variation à la hausse de 50 points de base du CMPC.

Concernant les actifs hydrauliques, le test mis à jour au 30 juin 2020 intégrait les diminutions des *forwards* et la hausse du CMPC sur l'Italie, et avait conduit à enregistrer une perte de valeur de (39) millions d'euros. La mise à jour du test au 31 décembre 2020 ne conduit pas à identifier de risque complémentaire. Une variation à la hausse de 50 points de base du CMPC conduirait à enregistrer une perte de valeur complémentaire d'environ (15) millions d'euros. Une diminution des prix de 5 % sur tout l'horizon conduirait à une perte de valeur additionnelle de même ordre.

Concernant les services énergétiques, une perte de valeur d'un montant de (27) millions d'euros dont (23) millions d'euros au 30 juin 2020 a été enregistrée sur les actifs d'Edison Facility Solution en lien notamment avec la diminution des perspectives de rentabilité de certains contrats.

S'agissant des actifs éoliens, la diminution de la valeur recouvrable constatée au 30 juin 2020 principalement du fait de la mise à jour des scénarios de prix est confirmée et s'élève à près de 10 % par rapport au 31 décembre 2019, la marge reste néanmoins significative. Les analyses de sensibilité sur le CMPC (augmentation de 50 points de base) et sur les variations de prix (diminution de 5 %) ne remettent pas en cause les conclusions du test.

Les actifs thermiques bénéficient des investissements à forte rentabilité du fait de la construction des nouveaux CCGT de nouvelle génération Marghera et Presenzano d'une capacité respective de 780 MW et 760 MW à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) et dont la production d'énergie devrait démarrer respectivement en 2022 et 2023. Des tests de sensibilité ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraînerait pas de risque de perte de valeur.

Enfin, les actifs E&P de l'Algérie présentés en activité poursuivie, ont fait l'objet d'un test mis à jour au 31 décembre 2020 tenant compte notamment de la situation des prix des commodités sur le marché. La valeur ainsi déterminée n'a pas donné lieu à constater de perte de valeur complémentaire.

Framatome

Au 31 décembre 2020, le goodwill de Framatome s'élève à 1 332 millions d'euros. Il résulte de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée le 31 décembre 2017 et pour laquelle le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018.

La valeur recouvrable de Framatome a été déterminée sur la base d'un *business plan* sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test reste très significative, néanmoins la mise à jour du test au 31 décembre 2020 montre une diminution de la valeur recouvrable par rapport au 31 décembre 2019 principalement en lien avec la hausse du CMPC.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur un niveau de CMPC plus élevé de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 % sans remise en cause de la conclusion du test.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus suite à l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans, marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

EDF Renouvelables

Les actifs d'EDF Renouvelables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Price Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et, de ce fait, une faible exposition marché.

Sur l'exercice 2020, (36) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables dont (21) millions d'euros au titre de la dépréciation d'un parc éolien aux États-Unis en cours de cession avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs. Les autres pertes de valeur concernent des actifs spécifiques.

Par ailleurs, la loi de finances 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une réduction des tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire relatifs à certains contrats conclus entre 2006 et 2010. EDF Renouvelables détient, seul ou en partenariat, des parcs solaires concernés par cette potentielle révision de tarif pour une capacité totale de 145 MWc nets. Un décret en Conseil d'État, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, et dont le calendrier de publication n'est pas encore connu, doit préciser les modalités d'application de ces dispositions. Dans l'attente de ces éléments, aucun risque éventuel de perte de valeur ne peut être estimé à ce stade.

Dalkia

Au 31 décembre 2020, le goodwill de Dalkia ressort à 547 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. Pour rappel, le test Dalkia conduit au 30 juin 2020 mettait en évidence une diminution de la valeur recouvrable en lien avec le contexte macroéconomique. La mise à jour du test au 31 décembre 2020 bénéficie de l'amélioration de certains paramètres par rapport au 30 juin 2020, notamment le taux d'actualisation, mais également de l'impact favorable de la diminution des impôts de production prévue dans le cadre du plan de relance. Selon les hypothèses actualisées, la valeur recouvrable retrouve un niveau proche de celui du 31 décembre 2019 et reste très supérieure à la valeur à tester. Les paramètres clés du test sont l'évaluation de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 141 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2020 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Par ailleurs, compte tenu des impacts de la crise sur les filiales travaux, des tests ont été réalisés sur des actifs spécifiques dès le 30 juin 2020 et ont conduit à enregistrer une perte de valeur de (26) millions d'euros sur le goodwill reconnu suite à l'acquisition d'une filiale aux États-Unis. S'agissant de la filiale travaux Imtech, au Royaume-Uni, un test a également été réalisé compte tenu des résultats déficitaires importants constatés sur l'année 2020 sur cette UGT sans mettre en évidence de perte de valeur. Des analyses de valeur seuil ont été réalisées pour s'assurer de la robustesse de ce résultat par rapport aux paramètres retenus.

France – Production et commercialisation

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2020. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation en cohérence avec sa stratégie industrielle. Il tient également compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MW telles qu'inscrites dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 déterminées fin 2019 c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la réestimation de son coût de construction à 12,4 milliards d'euros$_{2015}$, hors intérêts intercalaires, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente, principalement liée aux surcoûts exceptionnels pour la réparation des soudures de traversée. Le test prend en compte l'enregistrement de ces coûts anormaux en autres produits et charges d'exploitation et non pas comme actif immobilisé.

Comme au 30 juin 2020, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en diminution par rapport au 31 décembre 2019, mais la marge du test reste significative par rapport à la valeur à tester. Le calcul de la valeur recouvrable prend notamment en compte au-delà du contexte macroéconomique défavorable (scénarios de prix à moyen terme et long terme, CMPC), la révision des hypothèses de production d'électricité et l'augmentation du coût du Grand Carénage, particulièrement en lien avec la crise sanitaire, conformément aux annonces faites par le Groupe, et à l'inverse, les effets favorables du plan de relance sur les impôts de production.

Les hypothèses structurantes du test restent en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Autre International – Belgique

La mise à jour du test met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester. La diminution de valeur constatée au premier semestre du fait des scénarios de prix de l'électricité et de l'attrition projetée du portefeuille client, est compensée par une plus forte valorisation de l'éolien en lien avec l'augmentation des capacités.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MW) le test intègre historiquement une durée d'exploitation jusque 2025 au plus tard selon les centrales.

Des analyses de sensibilité sont par ailleurs réalisées pour intégrer un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques, qui ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur à ce titre.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2020 à hauteur de (189) millions d'euros au titre d'actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités intervenant au sein de secteurs très fortement impactés par la crise et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la société si elle les avait elle-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan.

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 à 30 ans. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

De même, Électricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de service public. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité organisatrice de la distribution d'énergie – AODE) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 421 contrats de concession au 31 décembre 2020. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007), négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et EDF a été approuvé par les Pouvoirs Publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession, qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat,

constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

Conformément à l'accord conclu fin 2017 avec la FNCCR et France urbaine, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2020. À fin 2020, 240 contrats ont été conclus selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires avec des métropoles, des communautés urbaines, des syndicats – départementaux ou intercommunaux – et des communes. Plus des deux tiers des contrats avec des syndicats départementaux et des contrats avec des métropoles ou communes urbaines ont d'ores et déjà été renouvelés selon le nouveau modèle. Ils s'ajoutent aux 42 contrats précédemment renouvelés ou modifiés qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle. L'objectif est de poursuivre les négociations avec les autorités concédantes afin d'avoir renouvelé la quasi-totalité des contrats signés selon d'anciens modèles de contrat d'ici à fin 2021.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations [1]	Diminutions	Autres mouvements [2]	31/12/2020
Terrains et constructions	3 061	177	(18)	(1)	3 219
Réseaux	96 970	4 383	(465)	11	100 899
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	4 624	466	(218)	-	4 872
Immobilisations en cours [3]	1 880	(56)	(1)	5	1 828
Valeurs brutes	**106 535**	**4 970**	**(702)**	**15**	**110 818**
Terrains et constructions	(1 523)	(74)	15	(10)	(1 592)
Réseaux	(43 724)	(234)	361	(2 276)	(45 873)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(2 875)	(210)	204	(120)	(3 001)
Amortissements et pertes de valeur	**(48 122)**	**(518)**	**580**	**(2 406)**	**(50 466)**
VALEURS NETTES	**58 413**	**4 452**	**(122)**	**(2 391)**	**60 352**

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants. En 2020, elles incluent 399 millions d'euros suite à l'intégration des colonnes montantes en application de la loi ELAN.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.

(3) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Les passifs associés aux concessions, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :
  - amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
  - provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Contre-valeur des biens*	52 907	51 085
Financement concessionnaire non amorti	(28 730)	(27 387)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**24 177**	**23 698**
Amortissement du financement du concédant	15 000	14 389
Provisions pour renouvellement	9 243	9 378
Droits sur biens à renouveler	**24 243**	**23 767**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**48 420**	**47 465**

* *Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 108 millions d'euros (131 millions d'euros en 2019). Au 31 décembre 2020, ce poste inclut 399 millions d'euros suite à l'intégration des colonnes montantes en application de la loi ELAN.*

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2020			31/12/2019	
(en millions d'euros)	*Notes*	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	*12.1*	50,10	1 378	237	1 417	308
Taishan (TNPJVC)*	*12.2*	30,00	n.c.	n.c.	1 165	13
Autres participations détenues par EDF SA	*12.3*	n.a.	1 742	-	1 448	59
Participations détenues par EDF Renouvelables	*12.3*	n.a.	1 198	70	1 063	77
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*12.3*	n.a.	n.c.	n.c.	1 321	62
Sous total			**6 794**	**362**	**6 414**	**519**
CENG (reclassé en actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente)	*3.2*	49,99	n.a.	63	n.a.	288
Alpiq (cédée le 28 mai 2019)	*3.1.2*	n.a.	n.a.	n.a	n.a.	11
Sous total				**63**		**299**
TOTAL			**6 794**	**425**	**6 414**	**818**

n.a. : non applicable. n.c. : non communiqué.

* *La publication des comptes consolidés de CGN (société mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2020.*

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	19 202	18 568
Actifs courants	3 712	3 120
TOTAL ACTIF	**22 914**	**21 688**
Capitaux propres	2 750	2 829
Passifs non courants	15 630	15 059
Passifs courants	4 534	3 800
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**22 914**	**21 688**
Chiffre d'affaires	4 729	4 856
Excédent brut d'exploitation	1 914	2 181
Résultat net	**473**	**615**
Endettement financier net	12 700	12 256
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(188)	(279)
Dividendes versés	367	313

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018
Actifs non courants	12 183	11 595
Actifs courants	618	451
TOTAL ACTIF	**12 801**	**12 046**
Capitaux propres	3 882	3 279
Passifs non courants	7 467	7 777
Passifs courants	1 452	990
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**12 801**	**12 046**
Chiffre d'affaires	783	32
Résultat net	**44**	**(8)**
Dividendes versés	-	-

12.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1, opéré du 29 juin au 24 septembre 2020.

Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3e génération en Chine, dont Taishan. Pour rappel, le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018). Les mécanismes d'indexation après 2021 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont pas connues à ce jour. Le test de dépréciation réalisé au 31 décembre 2020 a été mis à jour en en tenant compte de ces incertitudes liées au niveau tarifaire et à certaines hypothèses opérationnelles ajustées suite aux opérations conduites en 2020. Les résultats obtenus permettent de conforter l'absence de perte de valeur de la participation dans les comptes au 31 décembre 2020.

12.3 Autres participations

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent principalement aux États Unis, en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- le barrage Compagnie Énergétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe et dont la mise en service commerciale a eu lieu en septembre 2019 pour la première turbine et en octobre 2019 pour la seconde ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service opérationnelle est prévue début 2024 ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe.

Sur l'exercice 2020 (189) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques, au titre de certains actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités de secteur très fortement impactés par la crise et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Sur l'exercice 2019, (73) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques, de montant individuellement non significatif.

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renouvelables en 2020

Le consortium EDF Renouvelables – Jinko Power a finalisé le financement du plus important projet photovoltaïque au monde à Abu Dhabi et a lancé sa construction

Le 22 décembre 2020, le consortium, constitué du **groupe EDF**, *via* sa filiale **EDF Renouvelables** et du chinois **Jinko Power HK**, filiale de **Jinko Power Technology Co. Ltd**, a finalisé le financement du projet photovoltaïque Al Dhafra PV2 d'une capacité de 2,1 GW à Abu Dhabi, aux Émirats arabes unis. Cette opération a été menée avec TAQA Group et Masdar, les actionnaires d'Abu Dhabi et leaders sur les marchés de l'électricité et du renouvelable.

D'un montant d'environ 1 milliard de dollars, l'opération a été réalisée en financement de projet, par un groupement bancaire.

La finalisation du financement permet le lancement de la construction de la centrale photovoltaïque. Située dans la région d'Al Dhafra, à 35 kilomètres au sud de la ville d'Abu Dhabi, elle sera la plus puissante au monde. Dotée de plus de 4 millions de modules photovoltaïques, la centrale solaire couvrira une zone de climat désertique d'environ 20 kilomètres carrés.

Dès sa mise en service prévue en 2022, Al Dhafra PV2 pourra alimenter en électricité chaque année, l'équivalent de 160 000 foyers.

Ce projet faisant l'objet d'un partenariat public-privé (PPP), EDF Renouvelables et Jinko Power en détiennent chacun 20 % des parts ; les 60 % restants reviennent à TAQA Group et Masdar.

Le 23 juillet 2020, les quatre partenaires avaient signé le contrat de vente d'électricité (PPA) sur 30 ans.

EDEN Renewables India se renforce avec de nouvelles centrales solaires

Le 1er octobre 2020, EDF Renouvelables et Total Eren, deux leaders mondiaux des énergies renouvelables, ont annoncé qu'EDEN Renewables India, leur coentreprise dédiée à l'énergie solaire sur le marché indien et détenue à parts égales, avait remporté trois projets de centrales photovoltaïques d'un total de 1 350 MWc au Rajasthan, dans le nord de l'Inde.

À fin 2020, EDEN Renewables confirme ses ambitions en Inde avec plus de 1,2 GW de projets éoliens ou solaires en exploitation ou en construction.

Par ailleurs, EDEN Renewables y a renforcé son portefeuille de projets en important notamment entre avril et juillet 2020 :

- deux projets photovoltaïques de 450 MWc [1] lors des derniers appels d'offres organisés par la Solar Energy Corporation of India (SECI VIII et SECI IX) ;
- un projet photovoltaïque de 450 MWc [1] lors du dernier appel d'offres organisé par la National Hydro Power Corporation (NHPC) et avec qui un contrat de vente d'électricité (PPA) d'une durée de 25 ans a été signé fin août 2020.

D'une production attendue de plus de 2 300 GWh par an, ces futures centrales solaires alimenteront en électricité l'équivalent de près de 2 millions de personnes en Inde chaque année.

Les constructions démarreront au premier semestre 2021 et les mises en service sont prévues à horizon 2022-2023.

EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer de Fécamp

Le 2 juin 2020, EDF Renouvelables, Enbridge, entreprise d'infrastructure énergétique de premier plan en Amérique du Nord et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, ont annoncé le lancement du chantier du parc éolien en mer de Fécamp. Cette annonce faisait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 500 MW, le parc éolien en mer de Fécamp sera composé de 71 éoliennes localisées entre 13 et 22 km au large des côtes. Sa mise en service est prévue à l'horizon 2024.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à 2 milliards d'euros. La majorité sera financée par une dette sans recours pour le projet. Le parc éolien en mer de Fécamp bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'État en juin 2018.

Chacun des actionnaires du projet bénéficie d'une grande expérience dans le domaine de l'éolien en mer et dans la conduite de projets industriels d'envergure :

- **EDF Renouvelables** qui détient 35 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, apporte son savoir-faire en matière de développement, de construction et d'exploitation de projets d'énergies renouvelables, notamment dans le secteur de l'éolien en mer ;
- **Enbridge Inc.** qui détient 35 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, est une entreprise nord-américaine figurant parmi les leaders du secteur des infrastructures énergétiques ;
- **wpd offshore** qui détient 30 % du projet, figure parmi les pionniers et les leaders de l'éolien en mer.

Les groupes EDF et CEI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer en Chine

Le 2 juin 2020, EDF et China Energy Investment Corporation (CEI) ont annoncé avoir franchi une nouvelle étape dans leur partenariat industriel à travers la conclusion des accords de joint-venture relatifs aux projets Dongtai IV et V. La nouvelle société commune construit et exploite désormais des projets éoliens en mer d'une capacité totale de 502 MW, situés au large de la province du Jiangsu au nord de Shanghai, en Chine.

L'accord porte sur Dongtai IV, un parc éolien en mer de 302 MW, mis en service en décembre 2019, et sur Dongtai V, un projet de 200 MW en cours de construction et dont la mise en service est prévue en 2021. Conjointement, les deux partenaires poursuivent la construction du projet éolien en mer de Dongtai V et réaliseront les activités d'exploitation et de maintenance des deux parcs. Ces projets sont les premiers projets éoliens en mer du groupe EDF en Chine.

Le Groupe a pris une participation de 37,5 % dans la coentreprise, *via* ses filiales EDF Renouvelables et EDF (China) Holding Ltd., tandis que le groupe CEI a conservé le reste du capital par l'intermédiaire de ses filiales Shenhua Renewable et Shenhua Clean Energy Holdings.

La joint-venture est consolidée par mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

Les évolutions de périmètre de consolidation sont présentées en note 3.1.1, notamment les principales acquisitions dans les énergies renouvelables en 2019 et 2020.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2020 est la suivante :

(en millions d'euros)	***Notes***	**31/12/2019**	**Variation de flux monétaire**	**Variation de flux non monétaire**	**31/12/2020**
Stocks et en-cours de production	*13.2*	(14 049)	(873)	184	(14 738)
Clients et comptes rattachés net de provision	*13.3*	(15 606)	842	243	(14 521)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	12 867	(861)	(106)	11 900
Créance de Contribution au service public de l'énergie (CSPE)	*13.3.4*	(1 667)	(328)	2	(1 993)
Autres débiteurs et autres créditeurs [1]	*13.3.4 et 13.5*	9 379	(189)	361	9 551
Autres éléments du besoin en fonds de roulement [2]		(726)	(270)	255	(740)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(9 802)**	**(1 679)**	**939**	**(10 541)**

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.

(2) Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO_2 et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que les instruments dérivés liés à l'exploitation.

(1) Equivalent à 300 MWac.

13.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2020 s'explique principalement par l'effet de change pour 320 millions d'euros (notamment sur les stocks, créances clients et dettes fournisseurs en lien avec la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro) et par la variation de juste valeur des instruments dérivés liés à l'exploitation pour 239 millions d'euros.

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	***Notes***	**2020**	**2019** [1]
Variation des stocks	*13.2*	(873)	191
Variation des créances clients et comptes rattachés	*13.3*	842	199
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	(861)	(48)
Variation de la créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	*13.3.4*	(328)	(864)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs [2]	*13.3.4 et 13.5*	(459)	997
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		**(1 679)**	**475**

(1) Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).

(2) La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO_2 et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

Les variations monétaires du besoin en fonds de roulement (BFR) se dégradent de (1 679) millions d'euros en 2020, principalement du fait de la forte augmentation des stocks (hausse des Certificats de capacité et des Certificats d'économie d'énergie – voir note 13.2) et de l'évolution des positions dénouées et appels de marge de l'activité *trading*. Ces deux éléments expliquent également l'essentiel de la différence de variation du besoin en fonds de roulement observée entre l'année 2019 et 2020.

13.2 Stocks

Principes et méthodes comptables

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Combustible nucléaire

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication…).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

Autres stocks

Sont enregistrés dans les autres comptes de stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.4.3 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France voir note 5.1).

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 564	(33)	10 531	10 649	(4)	10 645
Autre combustible	770	(42)	728	872	(30)	842
Autres approvisionnements	1 660	(398)	1 262	1 624	(360)	1 264
En-cours de production de biens et services	469	(33)	436	497	(30)	467
Autres stocks	1 804	(23)	1 781	869	(38)	831
TOTAL STOCKS	**15 267**	**(529)**	**14 738**	**14 511**	**(462)**	**14 049**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 068 millions d'euros au 31 décembre 2020 (7 828 millions d'euros au 31 décembre 2019).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading est comptabilisée en « Autre combustible » et « Autres stocks » et s'élève à 300 millions d'euros au 31 décembre 2020 (141 millions d'euros au 31 décembre 2019).

L'augmentation de la valeur des « Autres stocks » sur 2020 est principalement liée aux garanties de capacité en France, du fait de la hausse du prix des achats observée depuis les enchères de juin 2020 (voir note 5.1), et aux stocks de CEE (voir note 5.4.3).

13.3 Clients et comptes rattachés

Principes et méthodes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	*Note*	31/12/2020	31/12/2019
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		14 686	15 066
dont actifs sur contrat	*13.3.3*	*389*	*400*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		1 036	1 583
Dépréciations*		(1 201)	(1 043)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		**14 521**	**15 606**

* *Voir note 1.4.1.3.*

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 6 782 millions d'euros au 31 décembre 2020 (6 719 millions au 31 décembre 2019).

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2020 Valeurs brutes	31/12/2020 Provisions	31/12/2020 Valeurs nettes	31/12/2019 Valeurs brutes	31/12/2019 Provisions	31/12/2019 Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	**15 722**	**(1 201)**	**14 521**	**16 649**	**(1 043)**	**15 606**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 249	(242)	1 007	1 262	(187)	1 075
dont créances échues de 6 à 12 mois	465	(193)	272	367	(124)	243
dont créances échues de plus de 12 mois	851	(526)	325	940	(514)	426
dont total des créances échues	**2 565**	**(961)**	**1 604**	**2 569**	**(825)**	**1 744**
dont total des créances non échues	**13 157**	**(240)**	**12 917**	**14 080**	**(218)**	**13 862**

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	84	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	60	32
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	792	1 042

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 792 millions d'euros au 31 décembre 2020, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia (1 042 millions d'euros en décembre 2019).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

13.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 389 millions d'euros au 31 décembre 2020 et de 400 millions d'euros au 31 décembre 2019 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Charges constatées d'avance	1 457	1 429
Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)	1 993	1 667
Créances TVA	1 988	2 022
Créances fiscales (hors TVA)	248	153
Autres créances d'exploitation	3 247	3 540
AUTRES DÉBITEURS	**8 933**	**8 811**
dont part non courante	2 015	1 930
dont part courante	6 918	6 881
dont valeurs brutes	9 013	8 877
dont dépréciation	(80)	(66)

Les autres créances d'exploitation comprennent les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 045 millions d'euros (1 278 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement le secteur France – Activités de production et commercialisation.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2020 s'élève à 8 081 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 732 millions d'euros (dont 5 333 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 399 millions d'euros au titre du Budget Général).

Sur la base d'une créance de 1 647 millions d'euros au 31 décembre 2019, la créance d'exploitation au 31 décembre 2020 s'élève ainsi à 1 974 millions d'euros que l'État doit à EDF SA. Un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances initiale 2020 votée fin 2019, qui prévoit la suppression du CAS dès janvier 2021.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié le 17 juillet 2020 sa délibération n° 2020-177 du 15 juillet 2020 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2021 (8 104 millions d'euros), la reprévision des charges au titre de 2020 (8 122 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2019 (7 585 millions d'euros).

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.4.1.

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 868	11 243
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	1 032	1 624
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**11 900**	**12 867**

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

13.5 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dont passifs sur contrat	31/12/2019	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	1 788	1 344	1 975	1 761
Fournisseurs d'immobilisations	4 196	-	3 824	-
Dettes fiscales	4 532	-	4 439	-
Dettes sociales	4 712	-	4 535	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 290	3 233	3 412	3 412
Autres produits constatés d'avance*	827	430	641	509
Autres dettes	2 390	-	2 712	-
AUTRES CRÉDITEURS	**21 735**	**5 007**	**21 538**	**5 682**
dont part non courante	4 874	3 092	4 928	3 473
dont part courante	16 861	1 915	16 610	2 209

* *Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.4.3).*

13.5.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 518 millions d'euros (651 millions d'euros au 31 décembre 2019).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2020, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 502 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (560 millions d'euros au 31 décembre 2019).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2020, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 713 millions d'euros (1 709 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

13.5.4 Autres dettes

Principes et méthodes comptables

Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2020 pour 414 millions d'euros (543 millions d'euros sur l'année 2019).

13.5.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactual-isation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2020
Acomptes reçus	1 761	1 066	(1 429)	(25)	(1)	4	(32)	1 344
Produits constatés d'avance long terme	3 412	465	(705)	-	60	14	(13)	3 233
Autres produits constatés d'avance	509	320	(390)	-	-	1	(10)	430

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 344 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 663 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et commercialisation), soit un total de 5 007 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 5 682 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 10 910 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 183 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Note 14 Capitaux propres et résultat par action

14.1 Capital social

Principes et méthodes comptables

Les coûts externes directement liés à une augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

Au 31 décembre 2020, le capital social s'élève à 1 549 961 789,50 euros composé de 3 099 923 579 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,68 % par l'État, 14,94 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,36 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions autodétenues.

En 2020, la variation de capital est liée à une annulation d'actions autodétenues.

En 2019, la variation du capital est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2018 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 pour un montant de 881 millions d'euros.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

14.2 Actions propres

Principes et méthodes comptables

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2020, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 830 000 actions pour une valeur de 10 millions d'euros.

14.3 Distributions de dividendes

Pour rappel, l'acompte pour dividende au titre de l'exercice 2019, se montait à 0,15 euro par action, décidé par le Conseil d'administration d'EDF le 19 novembre 2019 et mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 17 décembre 2019 pour un montant de 458 millions d'euros. L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 en actions. Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions s'élevait à 27 millions d'euros.

Dans le contexte de la crise sanitaire Covid-19 et afin de répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise, l'Assemblée générale du 7 mai 2020 a décidé que le dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 se limiterait au versement de l'acompte sur dividende 2019.

En outre, EDF n'a pas distribué d'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2020.

14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Titres subordonnés à durée indéterminée (émission hybride)

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement.

Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2020

Au 31 décembre 2020, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 11 290 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (9 209 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les opérations d'émission de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisées en capitaux propres au 31 décembre 2020 pour un montant net total de 2 081 millions d'euros (voir note 14.4.2).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 501 millions d'euros sur l'exercice 2020 et de 589 millions d'euros sur l'exercice 2019. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2021, une rémunération d'environ 276 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	267	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
EDF	11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %

14.4.2 Évolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2020

Émissions d'obligations hybrides

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé deux émissions d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant nominal total de 2,1 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros avec un coupon initial de 2,875 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 décembre 2026 ;
- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 1,250 milliards d'euros avec un coupon initial de 3,375 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 juin 2030.

La Société peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations hybrides au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 6,5 ans (avec une première date de révision en mars 2027) pour les obligations hybrides à 6,5 ans et dans 10 ans (avec une première date de révision en septembre 2030) pour les obligations hybrides à 10 ans, et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Le règlement-livraison est intervenu le 15 septembre 2020, date à laquelle les obligations hybrides ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Ces émissions marquent l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Les fonds levés par les obligations hybrides sont utilisés pour les besoins généraux de la Société.

Les obligations hybrides sont admises aux négociations sur Euronext Paris. Les agences de notation ont attribué aux Obligations Hybrides une note de Baa3/BB-/BBB (Moody's/S&P/Fitch), avec 50 % du montant de cette émission retenu en tant que fonds propres par les agences.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 2 081 millions d'euros.

14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs)

Principes et méthodes comptables

OCEANEs (obligations convertibles à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes)

Les OCEANEs, dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite du « fixe contre fixe »), donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Cette répartition reste constante, indépendamment de l'évolution de la probabilité d'exercice de l'option de conversion.

La composante dette est évaluée à la valeur actualisée des flux de trésorerie au taux d'une obligation similaire de marché sans option de conversion. La composante capitaux propres correspond, quant à elle, à la différence entre la juste valeur de l'instrument et celle de la composante dette.

Les frais d'émission sont affectés aux composantes dettes et capitaux propres de l'instrument dans les mêmes proportions que la répartition initiale.

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANEs Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros. Ces obligations ont été comptabilisées pour un montant net de frais et d'impôt en « Emprunts et dettes financières » pour 2 389 millions d'euros et en « Capitaux propres » pour 126 millions d'euros.
Ses principales caractéristiques sont présentées en note 18.3.2.2.

14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2020			31/12/2019	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 526	(91)	2 764	(16)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	4 716	1	3 977	5
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	515	11	516	10
Luminus SA	31,4 %	400	(5)	376	(6)
Framatome	24,5 %	115	(26)	163	(22)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 321**	**75**	**1 528**	**56**
TOTAL		**9 593**	**(35)**	**9 324**	**27**

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Limited, *holding* de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle Framatome, détenu à 75,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co. détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 202 millions d'euros au 31 décembre 2020 (239 millions d'euros en 2019).

14.6.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	23 317	25 807
Actifs courants	4 399	3 649
TOTAL ACTIF	**27 716**	**29 456**
Capitaux propres	12 630	13 820
Passifs non courants	14 741	15 175
Passifs courant	345	461
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**27 716**	**29 456**
Chiffre d'affaires	3 091	2 807
Résultat net	(455)	(81)
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(735)**	**841**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	982	328
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(380)	(474)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(335)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**329**	**472**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	267	(146)
Incidence des variations de change	(11)	17
Autres incidences	-	(14)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**585**	**329**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	68	-

14.7 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	**2020**	**2019***
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	650	5 155
• *dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies*	*804*	*5 639*
• *dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession*	*(154)*	*(484)*
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(501)	(589)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**149**	**4 566**
• *dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action*	*303*	*5 050*
• *dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action*	*(154)*	*(484)*
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	1	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	**150**	**4 566**
• *dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action*	*304*	*5 050*
• *dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action*	*(154)*	*(484)*
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**3 106 323 609**	**3 029 504 511**
Effet des instruments dilutifs	9 149 131	-
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**3 115 472 740**	**3 029 504 511**
Résultats par action *(en euros)* **:**		
RÉSULTAT PAR ACTION	**0,05**	**1,50**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**0,05**	**1,50**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**0,10**	**1,67**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**0,10**	**1,67**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**(0,05)**	**(0,17)**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	**(0,05)**	**(0,17)**

* *Cette information a été retraitée de l'impact IFRS 5 lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P (voir note 1.4.2).*

EDF a procédé en date du 8 septembre 2020 à une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société, dites OCEANEs (voir note 18.3.2.2). Le calcul du résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANEs, réalisable à compter du 15 décembre 2020. Cet impact est non significatif sur le résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action de l'exercice 2020.

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

	31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	**Courant**	**Non courant**	**Total**	**Courant**	**Non courant**	**Total**
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 430	26 137	27 567	1 432	23 822	25 254
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	723	32 196	32 919	364	31 761	32 125
Provisions liées à la production nucléaire	**2 153**	**58 333**	**60 486**	**1 796**	**55 583**	**57 379**

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	**EDF** *Note 15.1*	**EDF Energy** *Note 15.2*	**Belgique** *Note 15.3*	**Total**
Provisions pour gestion du combustible usé	11 322	1 286	-	12 608
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	546	-	546
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	1 106	7	14 413
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2020	**24 622**	**2 938**	**7**	**27 567**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2019	**22 159**	**3 088**	**7**	**25 254**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	10 170	377	28 036
Provisions pour derniers cœurs	2 711	2 172	-	4 883
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2020	**20 200**	**12 342**	**377**	**32 919**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2019	**19 561**	**12 195**	**369**	**32 125**
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2020	**44 822**	**15 280**	**384**	**60 486**
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2019	**41 720**	**15 283**	**376**	**57 379**

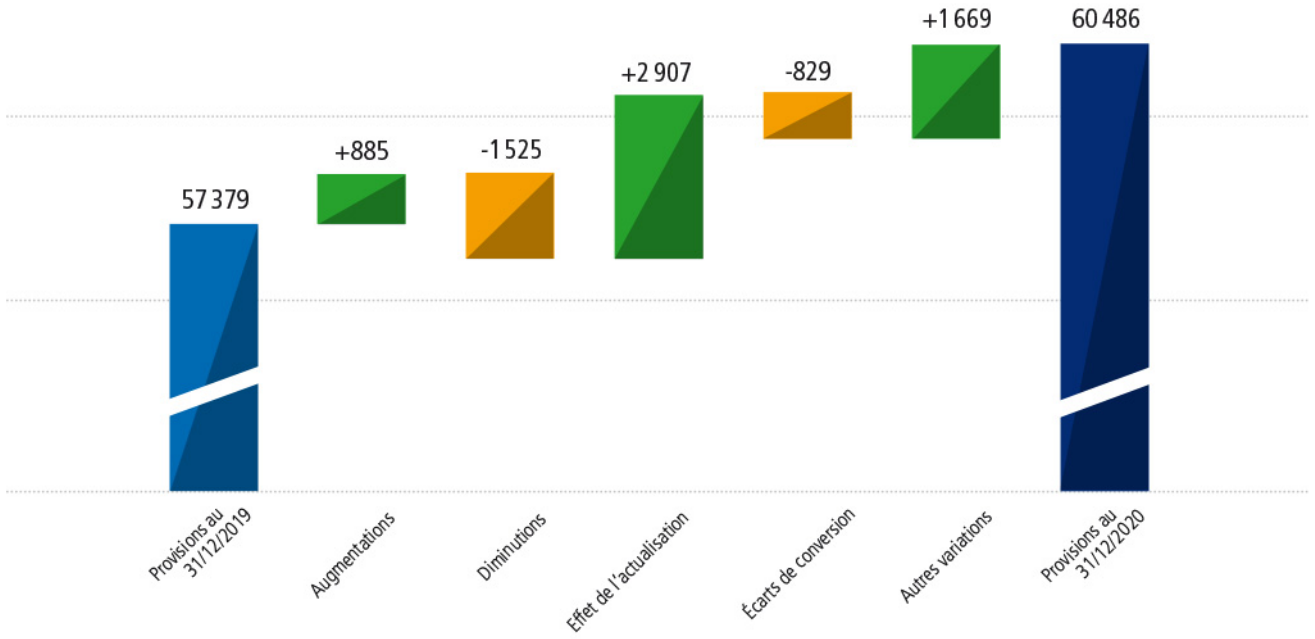
Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	12 326	639	(950)	660	(79)	12	12 608
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 337	9	(25)	56	(29)	(802)	546
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	11 591	104	(221)	1 069	(58)	1 928	14 413
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**25 254**	**752**	**(1 196)**	**1 785**	**(166)**	**1 138**	**27 567**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	27 609	133	(230)	957	(557)	124	28 036
Provisions pour derniers cœurs	4 516	-	(99)	165	(106)	407	4 883
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**32 125**	**133**	**(329)**	**1 122**	**(663)**	**531**	**32 919**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**57 379**	**885**	**(1 525)**	**2 907**	**(829)**	**1 669**	**60 486**
Dont part courante	1 796						2 153
Dont part non courante	55 583						58 333

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2020 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation réel de 20 bps en France et au Royaume-Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 1 042 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 351 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ainsi qu'au Royaume-Uni ; créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au Royaume-Uni).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2020 est la suivante :

Provisions liées à la production nucléaire
en M€



15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

15.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 15.1.2).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.3.4.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	15.1.1.1	10 823	625	(744)	626	(8)	11 322
● *dont non liées au cycle d'exploitation*		*1 152*	*65*	*(14)*	*109*	*(15)*	*1 297*
● *dont hors périmètre loi du 28 juin 2006*		*1 019*	*41*	*(35)*	*51*	-	*1 076*
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	15.1.1.2	805	6	(25)	46	(832)	-
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	10 531	101	(221)	1 016	1 873	13 300
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**22 159**	**732**	**(990)**	**1 688**	**1 033**	**24 622**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	16 937	133	(181)	780	(180)	17 489
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 624	-	(99)	94	92	2 711
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**19 561**	**133**	**(280)**	**874**	**(88)**	**20 200**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**41 720**	**865**	**(1 270)**	**2 562**	**945**	**44 822**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*		***40 701***	***824***	***(1 235)***	***2 511***	***945***	***43 746***
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*		***1 019***	***41***	***(35)***	***51***	***-***	***1 076***

* *Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).*

L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 520 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2020 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 1 042 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

Les autres mouvements comprennent notamment :

- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 pour les provisions adossées à des actifs pour 707 millions d'euros ;
- un reclassement de montants relevant précédemment des provisions pour reprise et conditionnement des déchets pour un montant de 841 millions d'euros et des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires (correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée) pour un montant de 813 millions d'euros, vers la catégorie des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature (donnant la décomposition des charges nucléaires en opérations définies) telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

15.1.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MW puis dans certaines tranches 1 300 MW. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2020 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines et a réalisé des tests portant sur les interfaces entre les fournisseurs. La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'entreposage de l'uranium de retraitement (soit 882 millions d'euros) pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 15.1.2). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019-2020, fera l'objet d'une concertation publique spécifique en 2021 sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP).

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Suite aux opérations de reclassement effectuées au 31 décembre 2020 telles qu'explicitées en 15.1.1, ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation – opérations provisionnées auparavant au sein des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et des provisions pour reprise et conditionnement de déchets ;
- à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2020	31/12/2019
Déchets TFA et FMA	TFA : Morvilliers (Andra) FMA : Soulaines (Andra)	2 856	1 561
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (Andra)	365	330
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 079	8 640
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS		**13 300**	**10 531**

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports…) ou de gravats (bétons, terres…). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux…) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants et les coûts de l'usine de Cyclife France pour le traitement des déchets.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchet TFA FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvrent la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le Gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité. ». Une évolution de réglementation a été proposée par la Direction Générale de Prévention des Risques (DGPR) et a fait l'objet d'une consultation du public.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

En avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'experts mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

Les études de conception détaillée de Cigéo sont en cours de finalisation par l'ANDRA. La Revue de Conception Détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions en octobre 2020. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est désormais prévue fin 2021, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Le 3 août 2020, l'ANDRA a déposé, auprès du ministère de la Transition écologique, un dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo. Après instruction par les services de l'État, cette demande fera l'objet d'une enquête publique qui devrait se tenir au deuxième trimestre 2021. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue fin 2021.

Enfin, la loi de finances pour 2021 publiée au journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés). L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 675 millions d'euros).

15.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-25 à L. 593-20 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
  - › depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales, qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais la centrale présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois d'améliorer la robustesse des études et de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Concernant Fessenheim, les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	-	(43)	474	(900)	12 775
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	133	(138)	306	720	4 714
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**16 937**	**133**	**(181)**	**780**	**(180)**	**17 489**

Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement des provisions pour déconstruction relatives aux deux tranches de Fessenheim de « provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation » vers « provision pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées » suite à leurs mises à l'arrêt définitif sur le 1er semestre 2020.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une intercomparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série (resp. mutualisation). Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction de nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 supérieurs à 16 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiable et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). L'évaluation précise de ces risques est en cours sur la base de la Tête de série 900 MW (Fessenheim). Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré *via* une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 16,5 % pour l'ensemble du parc (20 % pour la tête de série 900).

La démarche ainsi mise en œuvre en 2016 et les résultats des travaux avaient été présentés à l'autorité administrative et fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1er janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ; et
- une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements annuels de devis non significatifs.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Il est par ailleurs à noter en 2020 les mouvements suivants sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, hormis le reclassement de la provision relative à la centrale de Fessenheim en provision pour déconstruction des centrales arrêtées :

- le périmètre de ces provisions intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) mis en service en 2020 dans le cadre du Programme Grand Carénage, entraînant un accroissement de la provision pour 23 millions d'euros ;
- comme précisé en note 1.3.4.2, l'adoption définitive de la PPE en avril 2020 conduit à prendre en compte dans les états financiers du Groupe l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leur 5e visite décennale. À ce titre, les provisions nucléaires ont été réestimées en prenant en compte différents scénarios de fermeture, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires (dont 26 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation) par contrepartie des actifs au bilan, comme annoncé dans la note 4.1 de l'annexe aux états financiers au 31 décembre 2019 ;
- suite aux reclassements mentionnés en 15.1.1 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2017 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, un montant de 813 millions d'euros, correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée, a été reclassé vers les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros 2020) de 2 tranches TTS 900 MW (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MW à comparer au 0,35 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

À l'exception des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim (pour lesquels les provisions sont évaluées suivant les modalités du parc REP en exploitation décrites plus haut), le démantèlement des autres réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A (mais inséré dans une caverne), Uranium Naturel – Graphite –Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015. En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 15.1.1.2.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionnée le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par le Groupe. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique suite à l'arrêt des chantiers lors de la 1ère phase de confinement et suite à un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF, conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit a commencé début décembre 2020 et est appelé à se dérouler jusqu'à juillet 2021.

Au 31 décembre 2020, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

	31/12/2020	
(en millions d'euros)	**Montants des charges aux conditions économiques de fin de période**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**
Réacteur à eau pressurisé – REP – Chooz A	215	176
Réacteur à eau pressurisé REP – Fessenheim*	810	689
Réacteurs Uranium – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 352	2 967
Réacteur à eau lourde – Brennilis	321	276
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphenix à Creys Malville	557	494

* *Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.*

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,85 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens télé-opérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 6,4 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Le décret de démantèlement prévoit qu'elles soient suivies d'une période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne d'une vingtaine d'années conduisant à un déclassement de l'installation en 2047 ;
- Réacteurs graphites Gaz – UNNG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2- est prévue en 2033 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;

- Creys Malville : arrêté en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture et retrait des bouchons de la cuve, début de découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes). Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040).

15.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges, qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont ») (voir note 17.3.1).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et de gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation était déterminé sur base de la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT de duration aussi proche que possible de celle de la duration des engagements nucléaires (OAT 2055), à laquelle était ajouté le spread des obligations cotées de notation A à AA.

À compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,51 % pour 2020. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [- 0,6 % ; 0,2 %] pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,2 % ; 3,2 %] pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,51 % pour les flux au-delà de 50 ans.

Cette évolution des modalités de calcul du taux d'actualisation permet la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle (en lieu et place d'un taux moyen relatif à une seule duration représentative de la duration moyenne des engagements), soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de la modification des références des spreads d'obligations pris en compte aux entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations *investment grade* et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,3 % au 31 décembre 2020, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,2 % (respectivement 3,7 % et 1,4 % au 31 décembre 2019), soit un taux d'actualisation réel de 2,1 % au 31 décembre 2020 (2,3 % au 31 décembre 2019).

Sur la base des modalités de calcul en vigueur jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation réel s'établirait également à 2,1 %.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Faisant suite au courrier en date du 12 février 2020 de la ministre de la Transition écologique et solidaire et du ministre de l'Économie et des Finances informant EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires (voir note 32.1.5.1 aux états financiers au 31 décembre 2019), sont parus au Journal officiel le 2 juillet 2020 les deux textes réglementaires suivants :

- décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui codifie au sein du Code de l'environnement et actualise le décret initial du 23 février 2007 ;
- arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007.

Au regard de ces décrets et arrêté, le taux d'actualisation, à compter du 1er juillet 2020, doit respecter un double plafond réglementaire, et doit en conséquence être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé dorénavant en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,7 % (taux réel de 2,66 % arrondi à 2,7 %) au 31 décembre 2020.

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2020, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,1 %.

Le taux plafond en valeur nominale, basé sur la réglementation en vigueur avant l'arrêté du 1er juillet 2020 et calculé à partir de la référence TEC 30, s'établissait à 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019. Le taux d'actualisation nominal retenu dans les états financiers au 31 décembre 2019 s'établissait quant à lui à 3,7 %.

Le décret du 1er juillet 2020 apporte par ailleurs les principales autres évolutions suivantes :

- il supprime l'obligation de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % et porte à 120 % (contre 110 % auparavant) le seuil au-delà duquel des retraits sont possibles ;
- il porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment ;
- il complète les exigences relatives au contrôle interne et aux analyses de risque sur les provisions nucléaires, exigences devant être mis en œuvre par les exploitants d'ici le 31 décembre 2021.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	31/12/2020		31/12/2019	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	18 998	10 246	18 437	9 804
• *dont non liée au cycle d'exploitation*	*2 727*	*1 297*	*2 491*	*1 152*
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-	-	1 243	805
Gestion à long terme des déchets radioactifs	35 580	13 300	32 372	10 531
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**54 578**	**23 546**	**52 052**	**21 140**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 693	12 775	21 134	13 244
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 400	4 714	6 428	3 693
Derniers cœurs	4 258	2 711	4 331	2 624
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 351**	**20 200**	**31 893**	**19 561**
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE – Périmètre loi du 28 juin 2006		**43 746**		**40 701**

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	31/12/2020		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans*	Total
Gestion du combustible usé	7 176	11 822	18 998
• *dont non lié au cycle d'exploitation*	*239*	*2 488*	*2 727*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 094	30 486	35 580
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**12 270**	**42 308**	**54 578**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	707	18 986	19 693
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 756	4 644	7 400
Derniers cœurs	848	3 410	4 258
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**4 311**	**27 040**	**31 351**

* *Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et à 40 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 47 % et à 96 % pour la déconstruction.*

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

Le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

Pour l'exercice 2020

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
● gestion du combustible usé	11 322	(261)	287	229	(253)
● provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-				
● gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(793)	954	646	(796)
Déconstruction et derniers cœurs :					
● déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	(498)	522	-	-
● déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	(160)	172	160	(172)
● derniers cœurs	2 711	(91)	97	-	-
TOTAL	**44 822**	**(1 803)**	**2 032**	**1 035**	**(1 221)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	***32 676***	***(1 564)***	***1 772***	***875***	***(1 043)***

Pour l'exercice 2019

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
● gestion du combustible usé	10 823	(228)	249	196	(215)
● provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
● gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
Déconstruction et derniers cœurs :					
● déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	7	(7)
● déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
● derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
TOTAL	**41 720**	**(1 645)**	**1 799**	**912**	**(1 025)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	***29 975***	***(1 423)***	***1 559***	***769***	***(868)***

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 Réglementation

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 à 18 du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut sous certaines conditions les actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 15.1.2.2 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, en dehors de l'obligation de dotation en 2020 à hauteur de 797 millions d'euros compte tenu des dispositions réglementaires préexistantes, confirmée à EDF par un courrier de l'autorité administrative du 12 février 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %.

15.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés :

- en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) ;
- en 2013, par la mise en place, d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest » ; ainsi que
- l'affectation en 2013 de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, remboursée en totalité au 31 décembre 2020.

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 10 422 millions d'euros au 31 décembre 2020 (8 492 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces FCPR sont constitués principalement de 13 fonds cotés pour 9 742 millions d'euros (au 31 décembre 2019, 12 FCPR cotés pour 7 875 millions d'euros).

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir les actifs de rendement ci-dessous).

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2020, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 905 millions d'euros, dont 6 420 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, pour une valeur de 2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020 (2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Energy Assets Group, Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Nam Theun Power Company et des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni, Portugal) présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2020

En avril 2020, EDF Invest a acquis une part minoritaire d'Energy Assets Group (EAG) au Royaume-Uni (*smart meters*) ainsi que des participations minoritaires dans des actifs immobiliers (bureaux en France et domaine de la santé en Europe).

En décembre 2020, EDF SA a également acquis auprès d'EDF Renewables des participations dans des parcs solaires et éoliens aux États-Unis, au Canada et au Portugal, qui ont été dotées intégralement aux actifs dédiés sur l'exercice 2020. Ces apports d'actifs s'ajoutent à la dotation réalisée au premier semestre 2020 du solde de la participation dans les parcs éoliens MiRose et Red Pine acquis en 2019 auprès d'EDF Renewables.

Au total, la dotation aux actifs dédiés s'est élevée à 797 millions d'euros en 2020 (540 millions d'euros en 2019), dont 299 millions d'euros sous la forme d'apports d'actifs et 498 millions d'euros en numéraire, conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 pesant sur EDF (voir note 15.1.2.1).

Le premier semestre 2020 a connu une situation inédite sur les marchés financiers, avec une hausse importante sur les marchés actions jusqu'à mi-février, puis l'extension de la crise de la Covid-19 qui a conduit à la baisse la plus forte depuis plus de 30 ans avec un point bas au 20 mars et finalement un rebond significatif jusqu'à la fin du semestre sous l'effet notamment de l'intervention en urgence des banques centrales. Ce premier semestre avait conduit à enregistrer des variations de juste valeur négatives du portefeuille, qui ont été effacées progressivement pour finir l'année 2020 avec de bonnes performances pour l'ensemble des actifs – notamment du fait de la mise en œuvre de mesures exceptionnelles de soutien à l'économie, budgétaires et monétaires.

En effet, la Banque Fédérale Américaine a de nouveau adopté une politique de taux zéro, tout comme la BCE a mis en place une politique d'achat d'actifs d'une ampleur inégalée mais surtout sur des actifs de qualité bien moindre que lors des précédents *Quantitative Easing*. Ainsi, et contrairement à ce que l'on pouvait anticiper en début d'année, les taux des emprunts d'État ont baissé significativement (- 0,4 % sur le Bund 10 ans à - 0,58 %, - 0,9 % sur l'emprunt d'État italien (BTP) à + 0,52 %). Enfin, l'année s'est terminée favorablement avec la fin des incertitudes politiques sur les élections présidentielles américaines et surtout un accord in extremis sur le Brexit.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2020 dans le résultat financier à hauteur de 1 218 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 2 545 millions d'euros en 2019.

Des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2020 en OCI à hauteur de 62 millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 162 millions d'euros en 2019.

Des retraits pour un montant de 431 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2020 (442 millions d'euros en 2019).

15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

		31/12/2020		31/12/2019	
(en millions d'euros)	**Présentation au bilan consolidé**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**
Actifs de rendement (EDF Invest)		**4 677**	**6 420**	**4 304**	**6 080**
CTE	Participations dans les entreprises associées [1]	1 378	2 788	1 417	2 926
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées [2]	1 974	2 252	1 563	1 777
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets [3]	1 309	1 364	1 334	1 387
Dérivés	Juste valeur des dérivés	16	16	(10)	(10)
Actifs de croissance		**13 692**	**13 692**	**13 300**	**13 300**
Actions – parts d'OPC	Titres de dettes	13 174	13 174	12 978	12 978
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	330	330	276	276
Dérivés	Juste valeur des dérivés	188	188	46	46
Actifs de taux		**13 736**	**13 736**	**12 240**	**12 244**
Obligations	Titres de dettes	12 371	12 371	11 225	11 225
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	155	155	142	142
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 185	1 185	188	188
Créance de CSPE [4]	Prêts et créances financières	-	-	684	688
Dérivés	Juste valeur des dérivés	25	25	1	1
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**32 105**	**33 848**	**29 844**	**31 624**

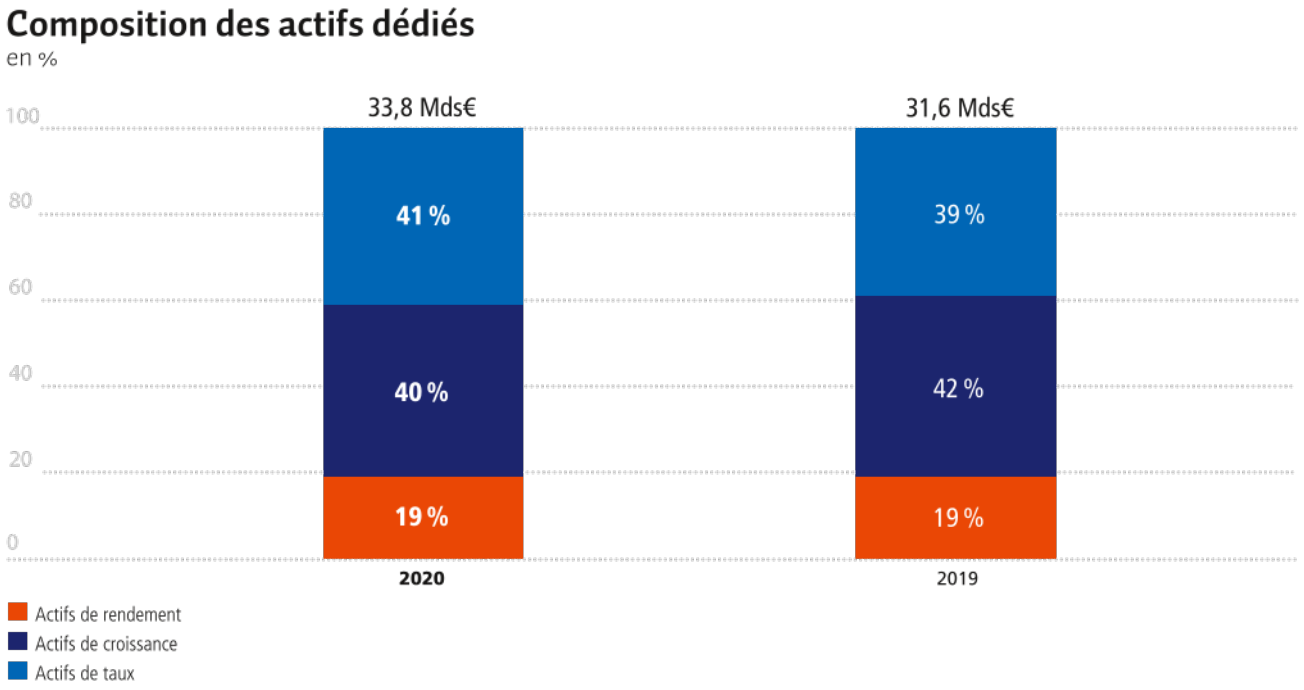
(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 183 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015 déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus depuis, intégralement remboursée au 31 décembre 2020 conformément à l'échéancier.

La composition des actifs dédiés en 2020 par rapport à 2019 est la suivante (en valeur de réalisation) :



15.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 297	1 152
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	10 531
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	-	805
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	16 937
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	590	550
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**32 676**	**29 975**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**33 848**	**31 624**
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	**103,6 %**	**105,5 %**

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 103,6 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 105,5 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 15 280 millions d'euros au 31 décembre 2020 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 18.1.3) et s'élèvent à 13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020 (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	1 503	14	(206)	34	(79)	20	1 286
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	532	3	-	10	(29)	30	546
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 053	3	-	53	(58)	55	1 106
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**3 088**	**20**	**(206)**	**97**	**(166)**	**105**	**2 938**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 303	-	(48)	168	(557)	304	10 170
Provisions pour derniers cœurs	1 892	-	-	71	(106)	315	2 172
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**12 195**	**-**	**(48)**	**239**	**(663)**	**619**	**12 342**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**15 283**	**20**	**(254)**	**336**	**(829)**	**724**	**15 280**

Les autres mouvements comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation résulte principalement de l'effet de la baisse du taux d'actualisation à hauteur de 644 millions d'euros, dont 322 millions d'euros ayant pour contrepartie la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique, et 322 millions d'euros ayant pour contrepartie les immobilisations.

15.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 101 millions d'euros au 31 décembre 2020 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 13.1).

Des discussions sont en cours depuis 2019 entre EDF Energy et le gouvernement britannique pour convenir des modifications et précisions à apporter aux Accords de Restructuration, afin d'assurer un recouvrement opérationnel des coûts éligibles et de clarifier que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan Submission* – DPS 20), correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible. La réponse de la NDA au DPS 20 est attendue dans le cadre de la conclusion des discussions avec le gouvernement britannique.

La deuxième phase de la DPS 20 est prévue pour fin 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

(en millions d'euros)	31/12/2020 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	31/12/2020 Montants provisionnés en valeur actualisée	31/12/2019 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	31/12/2019 Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	2 318	1 286	2 655	1 503
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 875	546	1 979	532
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 724	1 106	3 886	1 053
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**7 917**	**2 938**	**8 520**	**3 088**

15.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction du Groupe. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, EDF Energy a engagé depuis 2019 des discussions avec le gouvernement britannique pour convenir des modifications et précisions à apporter aux Accords de Restructuration, afin d'assurer un recouvrement efficace des coûts éligibles et de clarifier que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan Submission* – DPS 20), correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible. Cette actualisation a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2019 liée notamment à i) la prise en compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ii) une meilleure définition des coûts couverts et iii) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel. La réponse de la NDA au DPS 20 est attendue dans le cadre de la conclusion des discussions avec le gouvernement britannique.

La deuxième phase de la DPS 20 est prévue pour fin 2021 et couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction de l'AGR, la déconstruction de Sizewell, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

EDF Energy a annoncé en 2020 la fermeture des centrales AGR Hunterston et Hinkley Point B, prévue respectivement avant le 7 janvier 2022 et avant le 15 juillet 2022. Cette mise à jour d'hypothèses n'a pas d'impact significatif sur les provisions pour déconstruction.

(en millions d'euros)	31/12/2020 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	31/12/2020 Montants provisionnés en valeur actualisée	31/12/2019 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	31/12/2019 Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**18 175**	**10 069**	**19 278**	**10 187**

La diminution des montants des charges aux conditions économiques de fin de période s'explique principalement par l'effet des écarts de conversion.

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel était déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

À compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

- comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux *UK gilt* de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*), à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2020 pour le calcul des passifs nucléaires est de 1,8 % (2,0 % au 31 décembre 2019).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 265 millions d'euros au 31 décembre 2020 (259 millions d'euros au 31 décembre 2019) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 263 millions d'euros au 31 décembre 2020 (230 millions d'euros au 31 décembre 2019). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique, correspondent à des obligations au passif sous forme de provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Note 16 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
  - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
  - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
  - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
  - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
  - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales du sous-groupe Dalkia.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du statut national). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congé exceptionnel ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG *(British Energy Generation Group)* affilié à l'ESPS (Electricity Supply Pension Scheme), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG *(EDF Energy Generation and Supply Group)* affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;
- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Provisions pour avantages du personnel – part courante	879	945
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	22 130	20 539
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**23 009**	**21 484**

16.1.1 Décomposition de la variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2019	**33 310**	**9 690**	**899**	**43 899**
Charge nette de l'exercice 2020	1 241	456	39	1 736
Écarts actuariels	2 356	896	41	3 293
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	9	-	9
Prestations versées [2]	(1 418)	(404)	(25)	(1 847)
Écarts de conversion	-	(530)	(2)	(532)
Autres variations	-	-	-	-
ENGAGEMENTS AU 31/12/2020	**35 489**	**10 117**	**952**	**46 558**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2019	**(12 581)**	**(10 712)**	**(368)**	**(23 661)**
Charge nette de l'exercice 2020	(160)	(215)	(3)	(378)
Écarts actuariels	(1 204)	(1 179)	(7)	(2 390)
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(25)	(308)
Cotisations salariales	-	(9)	-	(9)
Prestations versées	475	404	4	883
Écarts de conversion	-	588	1	589
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2020	**(13 470)**	**(11 406)**	**(398)**	**(25 274)**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2019 [2]	**20 729**	**(1 022)**	**531**	**20 238**
Charge nette de l'exercice 2020	1 081	241	36	1 358
Écarts actuariels	1 152	(283)	34	903
Cotisations versées aux fonds	-	(283)	(25)	(308)
Cotisations salariales	-	-	-	-
Prestations versées	(943)	-	(21)	(964)
Écarts de conversion	-	58	(1)	57
Autres mouvements	-	-	-	-
PASSIF NET AU 31/12/2020	**22 019**	**(1 289)**	**554**	**21 284**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				*23 009*
Actifs financiers non courants [3]				*(1 725)*

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).

(2) Le passif net au 31 décembre 2019 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 484 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 246) millions d'euros soit un passif net de 20 238 millions d'euros.

(3) Au 31 décembre 2020, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG.

Écarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2020

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2020 s'élèvent à 3 293 millions d'euros :

- dont 2 356 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 2 695 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (604) millions d'euros ; et
- dont 896 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2019 s'élevaient à 5 130 millions d'euros :

- dont 4 151 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour 5 515 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (926) millions d'euros,
  - le projet de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 pour (285) millions d'euros,
  - la mise à jour de la loi de salaire pour (183) millions d'euros ; et
- dont 873 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation.

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2020

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2020 s'élèvent à (2 390) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (1 179) millions d'euros et en France de (1 204) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés obligataires.

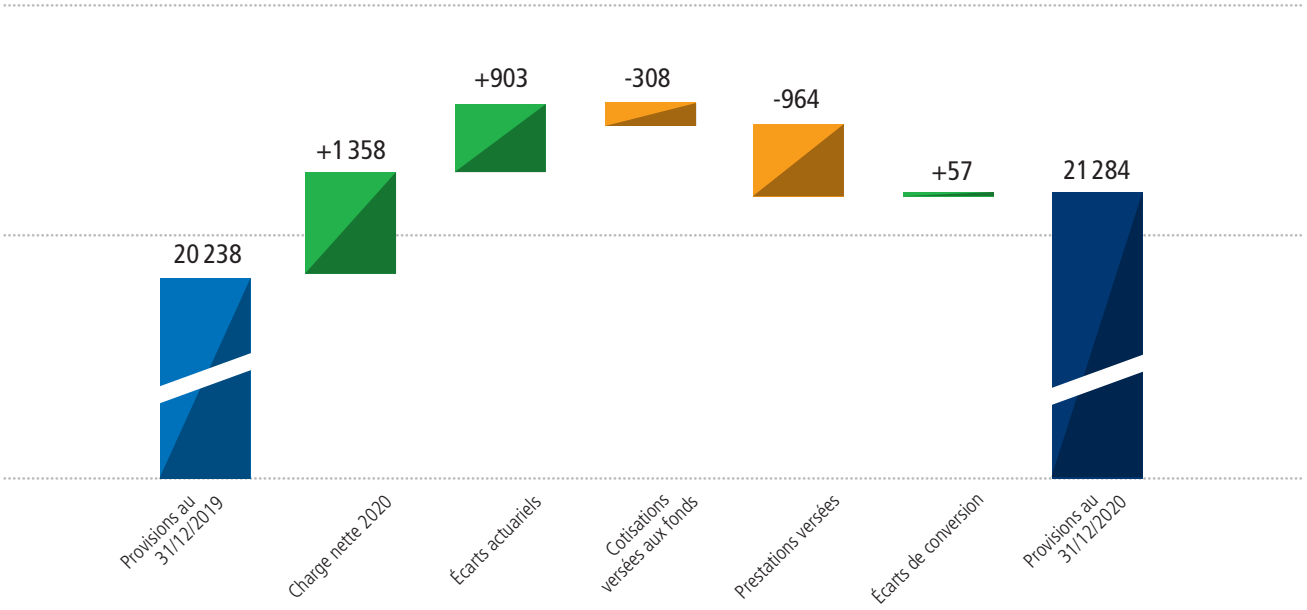
Passif net au 31 décembre 2020

Le passif net au 31 décembre 2020 s'élève à 21 284 millions d'euros :

- dont 22 019 millions d'euros en France ;
- dont (1 289) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec :
- la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG pour un montant global de 1 725 millions d'euros contre 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019. Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants » ;
- la comptabilisation par EDF Energy d'une provision sur son plan de retraite EEPS de 436 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 224 millions d'euros au 31 décembre 2019.

L'évolution du passif net en 2020 est la suivante :

Provisions pour avantages du personnel
en M€



16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

	France		Royaume-Uni	
(en %)	**31/12/2020**	**31/12/2019**	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	0,90 %	1,30 %	1,45 %	2,11 %
Taux d'inflation	1,20 %	1,30 %	2,53 %	2,89 %
Taux d'augmentation des salaires [2]	2,30 %	2,40 %	2,37 %	2,28 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La baisse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2020.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 0,90 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,2 % (1,3 % au 31 décembre 2019).

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

	31/12/2020	
(en %)	**France**	**Royaume-Uni**
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 5,0 %/ + 5,4 %	- 5,4 % / + 6,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 5,1 %/ - 4,7 %	+ 5,4 % / - 4,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 4,9 %/ - 4,6 %	+ 0,3 % / - 0,1 %

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2020			
(en millions d'euros)	**France**	**Royaume-Uni**	**Autres**	**Total**
Coût des services rendus	(663)	(262)	(28)	(953)
Coût des services passés	-	-	-	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(146)	-	-	(146)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(809)**	**(262)**	**(28)**	**(1 099)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(432)	(194)	(11)	(637)
Produit sur les actifs de couverture	160	215	3	378
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(272)**	**21**	**(8)**	**(259)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 081)**	**(241)**	**(36)**	**(1 358)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(2 356)	(896)	(41)	(3 293)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 204	1 179	7	2 390
Écarts actuariels	**(1 152)**	**283**	**(35)**	**(903)**
Écarts de conversion	**-**	**(58)**	**1**	**(57)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 152)**	**225**	**(34)**	**(960)**

	2019			
(en millions d'euros)	**France**	**Royaume-Uni**	**Autres**	**Total**
Coût des services rendus	(563)	(230)	(28)	(821)
Coût des services passés	-	-	3	3
Écarts actuariels – avantages à long terme	(205)	-	-	(205)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(768)**	**(230)**	**(25)**	**(1 023)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(668)	(243)	(20)	(931)
Produit sur les actifs de couverture	252	263	8	523
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(416)**	**20**	**(12)**	**(408)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 184)**	**(210)**	**(37)**	**(1 431)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(4 151)	(873)	(106)	(5 130)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 647	998	23	2 668
Écarts actuariels	**(2 504)**	**125**	**(83)**	**(2 462)**
Écarts de conversion	**-**	**47**	**(1)**	**46**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(2 504)**	**172**	**(84)**	**(2 416)**

En 2020, les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme s'élèvent à (3 439) millions d'euros dont (146) millions au titre des avantages à long terme et (3 293) millions au titre des avantages postérieurs à l'emploi :

- dont (896) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- dont (2 502) millions d'euros en France relatif pour (146) millions aux avantages à long terme et (2 356) millions au titre des engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi. Ces écarts actuariels sont liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation et des écarts d'expérience (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en France en 2019 s'élèvent à (4 356) millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation, du projet de la loi de financement de la sécurité sociale 2020 et à la mise à jour de la loi de salaires.

(en millions d'euros)	2020	2019
Variation liée aux écarts d'expérience	(355)	(95)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	(1)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières*	(2 147)	(4 260)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**(2 502)**	**(4 356)**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*(2 356)*	*(4 151)*
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(146)	(205)

* *Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.*

16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)

Compte tenu de la forte similitude de leurs régimes de retraite, les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 4.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Participants en activité	20 477	18 994
Retraités	15 012	14 316
TOTAL ENGAGEMENTS	**35 489**	**33 310**

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	**33 893**	**(13 470)**	**20 423**
Dont :			
Retraites	25 951	(12 671)	13 280
Avantage en nature énergie	5 294	-	5 294
Indemnités de fin de carrière	941	(784)	157
Autres	1 707	(15)	1 692
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2020	**1 596**	**-**	**1 596**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 339	-	1 339
Médailles du travail	225	-	225
Autres	32	-	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2020	**35 489**	**(13 470)**	**22 019**

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2019	**31 776**	**(12 581)**	**19 195**
Dont :			
Retraites	24 463	(11 778)	12 685
Avantage en nature énergie	4 876	-	4 876
Indemnités de fin de carrière	898	(787)	111
Autres	1 539	(16)	1 523
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2019	**1 534**	**-**	**1 534**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 290	-	1 290
Médailles du travail	214	-	214
Autres	30	-	30
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2019	**33 310**	**(12 581)**	**20 729**

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 470 millions d'euros au 31 décembre 2020 (12 581 millions d'euros au 31 décembre 2019) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 66 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 34 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
ACTIFS DE COUVERTURE	**13 470**	**12 581**
Actifs pour régime spécial de retraite	**12 671**	**11 778**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	34 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	66 %	69 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**784**	**787**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	37 %	34 %
Instruments de créances cotés (obligations)	63 %	66 %
Autres actifs de couverture	**15**	**16**

Au 31 décembre 2020, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 59 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 22 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2019.

Au 31 décembre 2020, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 30 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de + 11 % en 2020.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 385	1 379
De un à cinq ans	4 596	4 460
De cinq à dix ans	5 018	4 629
À plus de dix ans	35 949	25 021
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**46 948**	**35 489**

Au 31 décembre 2020, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 20,6 ans.

16.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy.

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Participants en activité	5 702	5 202
Retraités	4 415	4 488
TOTAL ENGAGEMENTS	**10 117**	**9 690**

16.3.2 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés, dont la valeur actuelle s'élève à 11 406 millions d'euros au 31 décembre 2020 (10 712 millions d'euros au 31 décembre 2019).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *liability driven investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les trustees et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs pour plan de retraite BEGG	8 585	8 144
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 585	1 493
Actifs pour plan de retraite EEPS	1 236	1 075
ACTIFS DE COUVERTURE	**11 406**	**10 712**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	11 %	11 %
Instruments de créances cotés (obligations)	61 %	57 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	4 %	2 %
Autres	18 %	23 %

Au 31 décembre 2020, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 60 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2020, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 70 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 30 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 71 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a augmenté de 1 point de pourcentage par rapport au 31 décembre 2019.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	409	440
De un à cinq ans	1 742	1 690
De cinq à dix ans	2 419	2 130
À plus de dix ans	9 640	5 857
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**14 210**	**10 117**

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 298 millions d'euros pour l'exercice 2021 (288 millions d'euros employeur et 10 millions d'euros employés).
La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 23,5 ans au 31 décembre 2020.

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

		31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	*Notes*	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	*17.1*	120	1 744	**1 864**	105	1 573	**1 678**
Autres provisions	*17.2*	2 675	3 630	**6 305**	2 710	3 065	**5 775**
AUTRES PROVISIONS		**2 795**	**5 374**	**8 169**	**2 815**	**4 638**	**7 453**

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2020	**772**	**128**	**172**	**412**	**380**	**1 864**
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2019	**667**	**143**	**161**	**388**	**319**	**1 678**

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité. L'évaluation de la provision au 31 décembre 2020 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 140 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (78 millions d'euros pour Framatome et 62 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés ont été constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 97 millions d'euros pour Framatome et 57 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 124 % pour Framatome et de 91 % pour Cyclife France, principalement en lien avec la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements*	31/12/2020
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	766	8	(28)	(8)	(1)	64	801
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	155	26	(13)	(2)	-	-	166
Provisions pour litiges	479	68	(56)	(101)	-	2	392
Provisions pour contrats onéreux	1 356	527	(261)	(14)	(6)	288	1 890
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 517	1 535	(1 807)	-	-	(53)	1 192
Autres provisions pour risques et charges	1 502	752	(356)	(46)	1	11	1 864
TOTAL	**5 775**	**2 916**	**(2 521)**	**(171)**	**(6)**	**312**	**6 305**

* *Les autres mouvements comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 (voir note 8.2).*

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de service :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution du contrat et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de Certificats d'énergie renouvelable, de Certificats d'économies d'énergie, par rapport aux obligations assignées (voir notes 5.4.3, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

Dans le cadre du dispositif de **Certificats d'énergie renouvelable**, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de Certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2020, une provision de 932 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de Certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

La troisième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

En 2020, le Groupe a restitué, selon la meilleure estimation, 21 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2019. En 2019, le Groupe avait restitué 26 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018.

Pour l'année 2020, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 0 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, le volume des émissions s'élève à 19 millions de tonnes (21 millions de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, une provision de 260 millions d'euros a été comptabilisée au titre des excédents d'émission par rapport aux droits d'émission du Groupe (414 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Autres provisions pour risques et charges

Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien…). Aucune provision n'est individuellement significative.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

17.3 Passifs éventuels

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2020 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2017, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Comme indiqué dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2019, ce redressement réitéré chaque année représentait un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par une décision du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour (voir note 15.1.1.4). En conformité avec IFRIC 23, EDF a inscrit dans ses comptes 2020 un passif d'impôt net d'un montant de 510 millions d'euros.

Pour les exercices 2012 à 2017, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel.

17.3.2 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe.

17.3.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) en métropole et dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Le Gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui arguent qu'ils ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable aux GRD au motif qu'ils n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Les premiers jugements rendus en première instance comme en Cour d'appel étaient divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

En décembre 2015, la Cour d'appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État.

La CJUE a rejeté cette question préjudicielle pour des motifs de forme. Le 20 septembre 2016, la Cour d'appel de Versailles a de nouveau posé à la CJUE une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de surseoir à statuer. Par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État », l'un des quatre critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues au cours de l'année 2018. La Cour d'appel de Versailles a notamment débouté, début juillet, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts a fait l'objet d'un pourvoi en cassation. Le 18 septembre 2019, la Cour de cassation par plusieurs arrêts de rejet intéressants tant Enedis qu'EDF juge le caractère illégal de l'aide faute de notification des arrêtés tarifaires à la Commission européenne comme l'impose l'article 108 du TFUE. En conséquence, la Cour de cassation conclut que le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. De nombreux arrêts de la Cour de cassation ont été rendus entre septembre et décembre 2020. Pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'État.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. Suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

17.3.4 Edison – Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours.

- deux procédures administratives :
  - la province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. La Province a également ordonné à Edison SpA le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État Italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation et le Conseil d'État. La procédure est en cours, Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics,
  - par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le Tribunal administratif régional de Pescara. La procédure est en cours ;
- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession. La procédure est en cours, une décision est attendue pour le premier semestre 2021 ;
- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours.

17.3.5 Edison – Mantoue – Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi que l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990 et ce en dépit de deux accords de règlement signés par Montedison et Edison avec ENI et le ministère de l'Environnement italien et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État.

Par décision du 1er avril 2020, le recours d'Edison a été rejeté par le Conseil d'État et les décisions de première instance ont ainsi été confirmées.

Edison a poursuivi son appel de la décision devant la Cour de cassation et devant le Conseil d'État lui-même.

Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant à une série d'appels d'offres.

17.3.6 Enedis – Quadlogic

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de Paris de la société américaine Quadlogic Controls Corporation (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon.

En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018.

En novembre 2020, les parties ont mis fin amiablement à leur contentieux.

Note 18 Actifs et passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les **actifs financiers** comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs (voir note 18.7) ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie (voir note 18.2).

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés soit au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les **passifs financiers** comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs (voir note 18.7).

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent ; ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte du résultat.

18.1 Actifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont composés de titres de dettes ou d'instruments de capitaux propres, comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres recyclables ou non recyclables

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement des remboursements de principal et des paiements d'intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur **comptabilisation initiale**, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) (voir note 18.7) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

Ces actifs sont comptabilisés **à la date de transaction** à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Actifs financiers au coût amorti

Les **prêts et créances** financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

Modèle de dépréciation

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées *investment grade*.

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée *investment grade*. L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	13 044	5 696	18 740	17 711	6 208	23 919
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	34	228	262	5	447	452
Titres en juste valeur en résultat	2 556	22 807	25 363	1 593	20 193	21 786
Titres de dettes ou de capitaux propres	**15 634**	**28 731**	**44 365**	**19 309**	**26 848**	**46 157**
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	5 038	-	5 038	6 813	-	6 813
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	1 625	3 814	5 439	1 803	3 956	5 759
Prêts et créances financières*	1 235	15 070	16 305	1 476	15 415	16 891
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**23 532**	**47 615**	**71 147**	**29 401**	**46 219**	**75 620**

* *Dont dépréciation pour (432) millions d'euros au 31 décembre 2020 ((352) millions d'euros au 31 décembre 2019).*

18.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs selon l'article L. 594 du Code de l'environnement.** Ils regroupent des placements diversifiés obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest. La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 ;
- **actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité** (« actifs liquides »). Ils regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 441 millions d'euros au 31 décembre 2020 (409 millions d'euros au 31 décembre 2019).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2020				31/12/2019
(en millions d'euros)	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	6 172	-	22 226	28 398	26 018
Actifs liquides	12 509	-	2 519	15 028	18 900
Autres actifs*	59	262	618	939	1 240
TOTAL	**18 740**	**262**	**25 363**	**44 365**	**46 157**

* *Participations détenues dans des entreprises non consolidées.*

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Titres en juste valeur en OCI recyclable	23 919	(5 091)	143	-	(243)	12	18 740
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	452	1	(39)	(179)	-	27	262
Titres en juste valeur en résultat	21 786	2 614	819	121	(8)	31	25 363
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	**46 157**	**(2 476)**	**923**	**(58)**	**(251)**	**70**	**44 365**

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2020			2019		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]
Actifs dédiés d'EDF	224	-	162	297	-	136
Actifs liquides	(29)	-	13	139	-	7
Autres titres	-	(34)	-	-	(22)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES [3]	**195**	**(34)**	**175**	**436**	**(22)**	**143**

(1) +/() : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.
(2) +/() : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.
(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable concernent principalement EDF pour 20 millions d'euros dont 62 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2020 et pour 293 millions d'euros dont 161 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2019.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2020.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Créances à recevoir du NLF	13 034	13 303
Créance CSPE	-	684
Autres prêts et créances financières	3 271	2 904
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**16 305**	**16 891**

Au 31 décembre 2020, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020 (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- la créance constituée du déficit de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2017 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2020 s'élèvent à 660 millions d'euros au titre du principal de la créance financière et 30 millions d'euros d'intérêts. Ces remboursements sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie. Au 31 décembre 2020, l'État a ainsi remboursé l'intégralité de la créance financière due à EDF (voir note 5.4.1). Cette créance CSPE était entièrement affectée aux actifs dédiés ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
  - le surfinancement des plans des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy pour un montant de 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019 (voir note 16.1.1),
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 263 millions d'euros au 31 décembre 2020 (230 millions d'euros au 31 décembre 2019) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture ;
- des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France et en Amérique du Nord, pour un montant de 382 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 559 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2019	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2020
Prêts et créances financières	**16 891**	**(913)**	**262**	**(61)**	**(827)**	**953**	**16 305**

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (684) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy.

18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes et méthodes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Disponibilités	5 832	3 698
Équivalents de trésorerie	438	236
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**6 270**	**3 934**

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 242 millions d'euros au 31 décembre 2020 (213 millions d'euros au 31 décembre 2019) (voir note 1.3.5).

18.3 Passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2020			31/12/2019		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	54 066	11 525	65 591	56 306	11 074	67 380
Dérivés de transaction – Juste valeur négative*	-	5 125	5 125	-	6 327	6 327
Dérivés de couverture – Juste valeur négative*	1 833	959	2 792	696	1 134	1 830
PASSIFS FINANCIERS	**55 899**	**17 609**	**73 508**	**57 002**	**18 535**	**75 537**

* *Voir note 18.7.*

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2019	**52 448**	**3 139**	**5 952**	**4 510**	**1 331**	**67 380**
Augmentations	2 531	835	3 235	479	129	7 209
Diminutions	(3 769)	(371)	(2 293)	(719)	(215)	(7 367)
Écarts de conversion	(440)	(119)	(210)	(44)	(6)	(819)
Mouvements de périmètre	(18)	(206)	(19)	(20)	(2)	(265)
Variations de juste valeur	(554)	3	(81)	-	-	(632)
Autres mouvements	(2)	16	(13)	101	(17)	85
SOLDES AU 31/12/2020	**50 196**	**3 297**	**6 571**	**4 307**	**1 220**	**65 591**

La principale opération réalisée sur 2020 concernant les **emprunts obligataires** est l'émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANEs Vertes »). La composante dette de ces OCEANEs est présentée dans les emprunts obligataires pour un montant net de frais de 2 389 millions d'euros (voir notes 14.5 et 18.3.2.2).

Au 31 décembre 2020, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 2 288 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 821 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le **tableau de flux de trésorerie** se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2020
Émissions d'emprunts	2 531	835	3 235	-	-	6 601
Remboursements d'emprunts	(3 769)	(371)	(2 293)	(719)	90	(7 062)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2020, les principaux emprunts (hors *green bonds* et hors OCEANEs) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission*	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

* *Date de réception des fonds.*

Au 31 décembre 2020, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN (*green bond*)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Obligataire (*green bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANEs Vertes	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

Les obligations ont été émises à un prix de 11,70 euros, *i.e.* 107,00 % de leur valeur nominale, soit un rendement annuel brut de - 1,68 %. La valeur nominale des obligations a été fixée à 10,93 euros, faisant ressortir une prime de conversion de 32,5 % par rapport au cours de référence de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext à Paris (« Euronext Paris ») (1).

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations est d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

Ces obligations sont cotées sur Euronext Access™ d'Euronext à Paris.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 447	575	5 951	673	879	11 525
Entre un et cinq ans	12 078	1 478	106	2 034	136	15 832
À plus de cinq ans	34 671	1 244	514	1 600	205	38 234
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2020	**50 196**	**3 297**	**6 571**	**4 307**	**1 220**	**65 591**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	**4 883**	**757**	**2 183**	**1 943**	**5 052**

18.3.3.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2020

	31/12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	36 241	55 %	11 798	48 039	73 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	16 735	26 %	(10 958)	5 777	9 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 996	15 %	537	10 533	16 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 619	4 %	(1 377)	1 242	2 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**65 591**	**100 %**	**-**	**65 591**	**100 %**

(1) Le cours de référence est égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action EDF constatés sur Euronext Paris depuis le lancement de l'émission ce jour jusqu'à la fixation des modalités définitives (pricing) des obligations ce même jour, soit 8,2465 euros.

Au 31 décembre 2019

	31/12/2019				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	33 360	50 %	18 491	51 851	77 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 867	31 %	(14 814)	6 053	9 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 269	15 %	(1 705)	8 564	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 884	4 %	(1 972)	912	1 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**67 380**	**100 %**	**-**	**67 380**	**100 %**

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2020

	31/12/2020				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	60 667	92 %	(15 217)	45 450	69 %
Emprunts à taux variable	4 924	8 %	15 217	20 141	31 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**65 591**	**100 %**	**-**	**65 591**	**100 %**

Au 31 décembre 2019

	31/12/2019				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	62 128	92 %	(21 035)	41 093	61 %
Emprunts à taux variable	5 252	8 %	21 035	26 287	39 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**67 380**	**100 %**	**-**	**67 380**	**100 %**

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Renouvelables auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée, notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de covenants.

Trois emprunts d'un montant total de 1 150 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener à une renégociation des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2020 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2019, EDF a signé 3 lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, avec respectivement BBVA, le Groupe Crédit Agricole et la Société Générale CIB.

Ces trois facilités de crédit intégrant un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de sa flotte automobile.

Le 30 octobre 2020, EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit renouvelable de 200 millions d'euros dont le coût sera indexé sur trois indicateurs de performance (KPI) du groupe EDF en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2 d'EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (voir note 20.3.2).

Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 110 millions d'euros (10 490 millions d'euros au 31 décembre 2019) incluant 5 650 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	**Total**	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**> 5 ans**	**Total**
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**11 110**	**1 808**	**8 483**	**819**	**10 490**

18.5 Juste valeur des instruments financiers

Principes et méthodes comptables

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	**Valeur au bilan**	**Juste valeur**	**Niveau 1 Cours cotés non ajustés**	**Niveau 2 Données observables**	**Niveau 3 Données non observables**
Titres de capitaux propres	1 563	1 563	24	1 121	418
Titres de dettes	42 802	42 802	2 423	40 337	42
Dérivés de couverture	5 439	5 439	59	5 372	8
Dérivés de transaction	5 038	5 038	289	4 057	692
Équivalents de trésorerie	438	438	343	95	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**55 280**	**55 280**	**3 138**	**50 982**	**1 160**
Créances à recevoir du NLF	13 034	13 034	-	13 034	-
Autres prêts et créances financières	3 271	3 271	-	3 271	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**16 305**	**16 305**	**-**	**16 305**	**-**
Dérivés de couverture	2 792	2 792	1	2 791	-
Dérivés de transaction	5 125	5 125	290	4 645	190
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**7 917**	**7 917**	**291**	**7 436**	**190**
Emprunts et dettes financières	65 591	75 680		75 680	
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**65 591**	**75 680**	**-**	**75 680**	**-**

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Au 31 décembre 2019

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	1 603	1 603	15	1 002	586
Titres de dettes	44 554	44 554	3 718	40 798	38
Dérivés de couverture	5 759	5 759	15	5 731	13
Dérivés de transaction	6 813	6 813	53	6 244	516
Équivalents de trésorerie	236	236	156	80	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**58 965**	**58 965**	**3 957**	**53 855**	**1 153**
Créances à recevoir du NLF	13 303	13 303	-	13 303	-
Créance CSPE	684	688	-	688	-
Autres prêts et créances financières	2 904	2 904	-	2 904	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**16 891**	**16 895**	**-**	**16 895**	**-**
Dérivés de couverture	1 830	1 830	5	1 825	-
Dérivés de transaction	6 327	6 327	38	5 914	375
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**8 157**	**8 157**	**43**	**7 739**	**375**
Emprunts et dettes financières	67 380	75 407	-	75 407	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**67 380**	**75 407**	**-**	**75 407**	**-**

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

18.6 Risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées au chapitre 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel 2020.

Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Risques marchés énergies

Dans un contexte concurrentiel du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Principes et méthodes comptables

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les *swaps,* contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats *own use* sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

Dérivés exclus du champ d'application IFRS 9 : contrats dits *own use*

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes des engagements d'achat et de vente d'électricité, entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

Évaluation et comptabilisation des dérivés

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques définis initialement ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

Typologies de couvertures

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Instruments dérivés de transaction

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément, lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers ». Lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* » (voir note 6) ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (*trading*) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

18.7.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	***Notes***	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Juste valeur positive des dérivés de couverture	*18.1.1*	5 439	5 759
Juste valeur négative des dérivés de couverture	*18.3.1*	(2 792)	(1 830)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 647**	**3 929**
Juste valeur positive des dérivés de transaction	*18.1.1*	5 038	6 813
Juste valeur négative des dérivés de transaction	*18.3.1*	(5 125)	(6 327)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**(87)**	**486**

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	***Notes***	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Instruments dérivés de couverture de taux	*18.7.2*	3 149	2 939
Instruments dérivés de couverture de change	*18.7.3*	(733)	877
Instruments dérivés de couverture de matières premières	*18.7.4*	231	113
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 647**	**3 929**
Instruments dérivés de transaction de taux	*18.7.2*	(25)	(22)
Instruments dérivés de transaction de change	*18.7.3*	4	(185)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	*18.7.4*	(66)	693
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**(87)**	**486**

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	**Notes**	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		3 724	3 474
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		(1 738)	(87)
Sous-total	***19.2***	**1 986**	**3 387**
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		6	106
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		170	138
Sous-total		**176**	**244**
Couverture de situations nettes à l'étranger		280	261
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		205	37
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**2 647**	**3 929**

18.7.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêt (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2020				Notionnel au 31/12/2019	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2020	31/12/2019
Payeur fixe/receveur variable	111	1 301	4 511	5 923	2 733	(144)	(51)
Payeur variable/receveur fixe	1 400	4 612	14 666	20 678	23 633	4 143	3 143
Variable/variable	-	800	1 508	2 308	2 447	3	60
Fixe/fixe	764	682	8 152	9 598	9 901	(853)	(213)
***Swaps* de taux**	**2 275**	**7 395**	**28 837**	**38 507**	**38 714**	**3 149**	**2 939**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**2 275**	**7 395**	**28 837**	**38 507**	**38 714**	**3 149**	**2 939**
Achats d'options	**-**	**-**	**515**	**515**	**520**	**8**	**14**
***Swaps* de taux**	**1 379**	**1 954**	**612**	**3 945**	**5 181**	**(33)**	**(36)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	**1 379**	**1 954**	**1 127**	**4 460**	**5 701**	**(25)**	**(22)**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 18.7.3).

18.7.3 Instruments dérivés de change

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. À noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

Au 31 décembre 2020

	Notionnel à recevoir au 31/12/2020				Notionnel à livrer au 31/12/2020				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2020
Change à terme	1 480	91	-	1 571	1 473	91	-	1 564	(1)
Swaps	20 394	6 891	16 368	43 653	20 090	6 933	17 152	44 175	(745)
Options	355	-	-	355	326	-	-	326	13
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**22 229**	**6 982**	**16 368**	**45 579**	**21 889**	**7 024**	**17 152**	**46 065**	**(733)**
Change à terme	3 389	6 490	-	9 879	3 380	6 491	-	9 871	4
Swaps	14 576	5 180	275	20 031	14 606	5 162	255	20 023	-
Options	10	-	-	10	11	-	-	11	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**17 975**	**11 670**	**275**	**29 920**	**17 997**	**11 653**	**255**	**29 905**	**4**

Au 31 décembre 2019

	Notionnel à recevoir au 31/12/2019				Notionnel à livrer au 31/12/2019				Juste valeur
(en millions en euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total 31/12/2019	
Change à terme	1 843	1 357	-	**3 200**	1 838	1 526	-	**3 364**	3
Swaps	19 619	6 566	17 367	**43 552**	19 006	6 268	16 892	**42 166**	874
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**21 462**	**7 923**	**17 367**	**46 752**	**20 844**	**7 794**	**16 892**	**45 530**	**877**
Change à terme	4 220	3 280	-	**7 500**	4 187	3 262	-	**7 449**	29
Swaps	14 203	6 387	198	**20 788**	14 328	6 536	198	**21 062**	(214)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**18 423**	**9 667**	**198**	**28 288**	**18 515**	**9 798**	**198**	**28 511**	**(185)**

Le notionnel des *cross currency swaps*, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz et de charbon par des contrats de *futures*, *forwards*, *options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2020					31/12/2019	
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Électricité	Térawattheures	(9)	(15)	-	(25)	35	(49)	393
Gaz	Millions de therms	1 083	1 048	-	2 131	102	2 253	(398)
Produits pétroliers	Milliers de barils	3 062	6 548	-	9 610	18	13 637	2
CO_2	Milliers de tonnes	4 501	3 424	-	7 925	76	26 666	44
Charbon et fret	Millions de tonnes	(1)	-	-	(1)	-	(416)	72
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIES AUX MATIÈRES PREMIÈRES		**8 636**	**11 005**	**-**	**19 640**	**231**	**42 091**	**113**

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

		31/12/2020		31/12/2019	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(174)	(380)	(17)	824
Gaz	Millions de therms	(6 803)	310	(7 826)	76
Produits pétroliers	Milliers de barils	24 301	58	14 290	8
CO_2	Milliers de tonnes	3 355	(55)	(41 604)	(128)
Charbon et fret	Millions de tonnes	1	(7)	2	(12)
Autres matières premières		-	8	-	(75)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIES AUX MATIÈRES PREMIÈRES		**20 680**	**(66)**	**(35 155)**	**693**

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

	2020			2019		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage [2]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage [2]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	(24)	-	-	(39)	(106)	3
Couverture de change	(850)	51	13	(200)	(156)	(17)
Couverture d'investissement net à l'étranger	661	-	-	(416)	(448)	-
Couverture de matières premières	644	430	(14)	1 482	719	3
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**431**	**481**	**(1)**	**827**	**9**	**(11)**

(1) +/ () : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/ () : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2020 pour 430 millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour 818 millions d'euros, principalement sur le secteur Royaume-Uni et France – Activités de production et commercialisation ;
- de gaz pour (452) millions d'euros, sur le secteur France – Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ; et
- les autres couvertures pour 64 millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2020

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	10 477	2 956	11 091	(3 570)	7 521	(1 672)	(2 797)	3 052
Juste valeur des dérivés – passif	(7 917)	(2 927)	(8 560)	3 570	(4 990)	1 672	568	(2 750)

Au 31 décembre 2019

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	12 572	3 752	13 300	(4 480)	8 820	(1 298)	(3 097)	4 425
Juste valeur des dérivés – passif	(8 157)	(3 785)	(8 852)	4 480	(4 372)	1 298	531	(2 543)

Note 19 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 31 décembre 2020

		2020			
(en millions d'euros)	***Notes***	**Brut**	**Impôts**	**Part des minoritaires**	**Résultat net part du Groupe**
Résultat net					**650**
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres [1]	***8.3***	**(1 248)**	**377**	**(2)**	**(873)**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	***6***	**175**	**(51)**	**-**	**124**
Pertes de valeur		**1 111**	**(156)**	**(111)**	**844**
● *dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles*	*10.8.1 et 10.8.2*	*799*	*(156)*	*(102)*	*541*
● *dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises*	*12.3*	*195*	*-*	*(6)*	*189*
● *dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)*	*3.2.2*	*117*	*-*	*(3)*	*114*
Autres éléments		**809**	**414**	**1**	**1 224**
● *dont autres produits et charges d'exploitation* [2]	*7*	*487*	*(153)*	*1*	*335*
● *dont contentieux fiscaux*	*9.2*	*-*	*537*	*-*	*537*
● *dont changement de taux d'impôt au Royaume-Uni*	*9.2*	*-*	*121*	*-*	*121*
● *dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France*	*10.3*	*250*	*(80)*	*-*	*170*
● *autres*		*72*	*(11)*	*-*	*61*
RÉSULTAT NET COURANT					**1 969**

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

(2) En 2020, les APCE comprennent notamment les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 1 969 millions d'euros à fin décembre 2020, en baisse de 1 902 millions d'euros par rapport à 2019.

Au 31 décembre 2019

		2019			
(en millions d'euros)	***Notes***	**Brut**	**Impôts**	**Part des minoritaires**	**Résultat net part du Groupe**
Résultat net					**5 155**
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres [1]	***8.3***	**(2 703)**	**923**	**-**	**(1 780)**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	***6***	**(642)**	**152**	**-**	**(490)**
Pertes de valeur		**989**	**(70)**	**(36)**	**883**
● *dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles*	*10.8.1 et 10.8.2*	*403*	*(70)*	*(23)*	*310*
● *dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises*	*12.3*	*73*	*-*	*-*	*73*
● *dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)*	*3.2.2*	*513*	*-*	*(13)*	*500*
Autres éléments		**269**	**(172)**	**6**	**103**
● *dont autres produits et charges d'exploitation* [2]	*7*	*185*	*(144)*	*6*	*47*
● *dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France*	*10.3*	*141*	*(49)*	*-*	*92*
● *Autres*		*(57)*	*21*	*-*	*(36)*
RÉSULTAT NET COURANT					**3 871**

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

(2) En 2019, ils intégraient principalement la charge liée à l'ORS pour (30) millions d'euros, des charges de restructurations dans certaines entités et d'autres opérations de montant individuellement peu significatif.

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	***Notes***	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Emprunts et dettes financières	*18.3.2*	65 591	67 380
Dérivés de couvertures des dettes	*18.7.1*	(1 986)	(3 387)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*18.2*	(6 270)	(3 934)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	*18.1.2*	(15 028)	(18 900)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	*3.2.1*	(17)	(26)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**42 290**	**41 133**

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 42 290 millions d'euros à fin décembre 2020 (41 133 millions d'euros à fin décembre 2019). Le ratio d'endettement financier net sur EBE du Groupe s'élève à 2,61 à fin décembre 2020.

Note 20 Développement durable et climat

En cohérence avec sa raison d'être, « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants », le groupe EDF a signé, en février 2020, l'engagement *Business Ambition for 1.5 degrees* aux côtés de 300 (nombre reporté en décembre 2020) autres entreprises au niveau mondial fixé en lien avec l'accord de Paris sur le climat.

Fort de cet engagement, le Groupe a obtenu, à l'occasion des cinq ans de l'accord de Paris, la certification par Science Based Targets d'une trajectoire renforcée de réduction d'émissions de CO_2 bien en dessous des 2 °C, et met en place une gouvernance dédiée en lien avec les meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (*cf.* communiqué de presse du 10 décembre 2020).

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au changement climatique et au développement durable, *via* la mise en œuvre de la stratégie d'investissement et de désinvestissement, d'une stratégie de financement durable, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, et d'autre part *via* les modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

20.1 Dépenses réglementaires

Les cadres réglementaires et principes comptables des dispositifs des droits d'émission de gaz à effet de serre, des Certificats d'énergie renouvelables et des Certificats d'économie d'énergie sont présentés en notes 5.4.3, 10.2 et 17.2.

20.1.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, décliné au niveau national, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions. En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (110 euros par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

La troisième période (2013-2020), a été notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité pour tous les pays (à l'exception de certains pays d'Europe de l'Est qui avaient, sous condition de l'accord de la Commission européenne, la possibilité de distribuer une partie de leurs permis gratuitement).

Le cadre législatif du SEQE-UE pour la prochaine période d'échange (phase 4 : 2021-2030) a été révisé au début de l'année 2018 afin de contribuer à atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'UE à l'accord de Paris adopté en 2015. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 48 millions de tonnes par an (correspondant à une réduction de 2,2 % des allocations 2010), de maintenir l'allocation gratuite de quotas dans certaines limites pour les secteurs exposés au risque de fuites de carbone ainsi que pour le secteur de l'électricité dans les pays fortement dépendants du charbon, sous condition de critères. Concernant la France, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 instaure un plafond d'émissions de gaz à effet de serre applicable à compter du 1er janvier 2022.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Pour l'année 2020, le volume total des droits d'émission, correspondant au scope 1 c'est-à-dire aux émissions directes de gaz à effet de serre dues à la production d'électricité et de chaleur, alloués au Groupe et enregistrés dans les registres européens EUTL (EU-ETS Transaction Log) s'élève à 0 million de tonnes (1 million de tonnes pour l'année 2019).

Au 31 décembre 2020, le volume des émissions s'élève à 19 millions de tonnes (21 millions de tonnes pour l'année 2019).

L'excédent d'émission de gaz par rapport aux droits d'émission du Groupe s'élève à 260 millions d'euros au 31 décembre 2020 (414 millions d'euros au 31 décembre 2019), et est comptabilisé au bilan en provision.

Les droits d'émission de gaz à effet de serre font partie des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale qui représentent à fin 2020 une valeur nette de 769 millions d'euros.

Dans le cadre de son obligation de restitution d'un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions, le Groupe a restitué en 2020, selon la meilleure estimation, 21 millions de tonnes au titre des émissions au titre du dispositif EU-ETS réalisées en 2019 (26 millions de tonnes avait été restituées en 2019 au titre des émissions réalisées en 2018).

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (certificats verts)

Afin de favoriser l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre de l'Union européenne s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de centrales à énergies renouvelables et achetés par des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration du coût des certificats dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- l'obligation de restituer un volume de Certificats d'énergie renouvelable en fonction du niveau des ventes aux clients (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique).

Le mécanisme des Certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison et Luminus).

Au 31 décembre 2020, une provision de 932 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de Certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

20.1.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par la législation, sous l'égide de directives communautaires.

À titre d'exemple, au Royaume-Uni, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité Powershift.

En France, la loi du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

Le 1er janvier 2018, le dispositif est entré dans sa 4e période d'obligation pour une durée de 4 ans, après prolongation d'un an. Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple la réalisation d'opérations de rénovations (277 000 opérations de rénovations en 2020 soit 20 % de plus qu'en 2019), le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

Au 31 décembre 2020, le Groupe est confiant sur sa capacité à remplir ses obligations.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions pour risques environnementaux

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en notes 15 et 17.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelables et pour Certificats d'économie d'énergie (CEE). En 2020, les provisions aux dispositifs environnementaux s'élèvent à 1 192 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 517 millions d'euros au 31 décembre 2019), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux tels que le litige sur le complexe industriel Ausimont SpA ; ces passifs sont détaillés dans la note 17.3.

20.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. En particulier les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat (voir note 10.8).

La majorité des actifs thermiques contrôlés par le Groupe ont fait l'objet ces dernières années de dépréciations significatives (voir notamment la note 13 des comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 ainsi que les notes similaires des états financiers des années ultérieures).

20.3 Financement durable

20.3.1 *Green bonds*

Depuis 2013, le Groupe a procédé à cinq émissions d'obligations vertes (*green bonds*) pour l'équivalent de 4,5 milliards d'euros afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables et a consacré ces dernières années environ 2,5 milliards d'euros par an aux investissements dans ce domaine.

Après deux émissions destinées à financer la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *green bond framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine.

Ce nouveau *framework* a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *green bond framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité.

Le 8 septembre 2020, EDF a émis des obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société (OCEANEs Vertes) à échéance 2024 pour un montant nominal d'environ 2,4 milliards d'euros.

Il s'agit de l'émission d'obligations convertibles la plus importante jamais émise en Europe depuis 2003 (hors obligations remboursables en actions), l'émission d'obligations convertibles vertes la plus importante jamais émise, et l'émission d'obligations vertes la plus importante jamais émise par un *corporate* en Europe.

Les *green bonds* sont comptabilisés dans les emprunts du Groupe, voir note 18.3.2. L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF font l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.7 du Document d'enregistrement universel.

20.3.2 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Engagé en matière de responsabilité sociétale des entreprises (RSE), le groupe EDF prône le renforcement du lien entre ses performances extra-financières et sa stratégie de financement.

Les lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement.

EDF dispose d'un crédit syndiqué avec plus de 20 banques de 4 milliards d'euros en intégrant un mécanisme d'ajustement de sa marge en fonction des performances du Groupe sur trois KPIs : les émissions directes de CO_2, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation et l'électrification de sa flotte automobile.

De plus, le Groupe a signé 7 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG (avec un mécanisme d'ajustement du coût en fonction de la performance du Groupe sur certains KPIs ou d'une note par une agence de notation extra-financière) pour un montant total de 1,6 milliard d'euros.

Au 31 décembre 2020, les lignes de crédit renouvelables non tirées indexées sur les critères ESG représentent plus de 5,6 milliards d'euros, soit 51 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4).

Les indicateurs de performance choisis traduisent les principaux engagements environnementaux du groupe EDF dont notamment la réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre (CO_2) à l'horizon 2030, la fermeture des centrales charbon en France et au Royaume-Uni en vue de la neutralité carbone en 2050 et l'électrification de la totalité de la flotte automobile du groupe EDF également à l'horizon 2030. L'attention mise sur les outils de suivi de la consommation souligne la volonté du Groupe de fournir les solutions énergétiques à ses clients adaptées à leurs besoins.

Ils illustrent la raison d'être d'EDF inscrite dans les statuts du Groupe depuis mai 2020.

20.4 Investissements durables, recherche et développement et autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

20.4.1 Investissements durables

En 2020, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 16,5 milliards d'euros composé pour 16 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,5 milliard d'investissements financiers bruts.

Dans le cadre de ses travaux sur la taxonomie durable européenne, le Groupe a estimé le taux de ses investissements opérationnels bruts reconnus à date comme verts par l'Union européenne. Dans la méthodologie retenue, ces investissements ne prennent pas en compte les investissements financiers bruts ainsi que les investissements « corporate » tel que le renouvellement des technologies d'informations ou des parcs automobiles.

En 2020, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec les objectifs bas carbone du Groupe, avec 51 % d'investissements dans le secteur nucléaire, et 43 % alignés avec la taxonomie durable européenne – méthode définie à date sur la base du rapport TEG de mars 2020 – incluant notamment la production d'énergies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire…), les réseaux, et les services énergétiques. Ces chiffres sont susceptibles d'être revus en fonction de la réglementation « Taxonomie », notamment avec la publication des actes délégués en 2021. La stratégie d'investissement bas carbone se traduit également par un objectif de reconversion de certaines unités du Groupe fonctionnant actuellement au charbon ou au fioul vers des moyens de production bas carbone.

Avec le projet Ecocombust en France, le Groupe a notamment l'objectif d'optimiser la performance de l'ensemble de son parc thermique grâce à la fabrication d'un combustible innovant et écologique utilisable dans les installations de chauffage ou les centrales de production électrique utilisant actuellement du charbon. Sous réserve de conclusions satisfaisantes aux essais techniques et aux études d'impacts requises dans le cadre du programme de travail préalable validé par EDF et le ministère de la Transition écologique, EDF souhaite engager la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Ce combustible serait utilisé en co-combustion avec une proportion minoritaire de charbon dans les chaudières de la centrale de Cordemais à partir de 2022.

Également, au travers de ses participations dans les nouvelles activités, EDF est acteur de la transition énergétique. Le Groupe a lancé en 2017 son incubateur « EDF Pulse Croissance », qui a pour mission d'explorer la transition écologique et numérique en proposant pour ses clients des offres et services innovants et compétitifs. EDF Pulse Croissance s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 du Groupe afin de développer un portefeuille d'actifs centré sur l'énergie décarbonée, les services pour les clients et les solutions énergétiques décentralisées.

En 2019, EDF Pulse Croissance a notamment investi dans des start-ups et a créé des filiales issues de projets entrepreneuriaux, dont sa filiale Hynamics, dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie de la mobilité lourde. Elle contribue également à mailler les territoires de stations-service pour recharger en hydrogène les flottes de véhicules électriques lourds tels que les trains, bus, bennes à ordures ménagères, les véhicules utilitaires ou encore les moyens de transport fluviaux.

En conséquence d'une part de la PPE qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon en France en 2026 au plus tard et d'autre part du projet Ecocombust, les dates de fin d'amortissement des centrales du Havre et de Cordemais ont été modifiées sur le premier semestre 2019 et établies à 2021 pour le Havre et 2026 pour Cordemais, cette dernière étant susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions définitives sur Ecocombust.

Le Groupe accompagne également la PPE des territoires insulaires qui prévoit la conversion progressive à la biomasse liquide de centrales fonctionnant actuellement au fioul lourd.

De plus, le Groupe traduit son engagement de neutralité carbone 2050 dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (33,8 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2020), en élaborant une charte d'investisseur responsable, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

Par ailleurs, le 17 décembre 2020, le Groupe a finalisé la cession à Energean de la majorité de ses activités exploration-production (voir notes 1.4.2 et 3.1). La sortie progressive des activités d'Exploration & Production (E&P) d'hydrocarbures est en cohérence avec les priorités de CAP 2030.

20.4.2 Recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2020, les dépenses totales du groupe EDF en R&D s'élèvent à 685 millions d'euros et le budget consacré par EDF R&D à la protection de l'environnement est de 79 millions d'euros.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour rendre l'économie plus propre, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Les principes et méthodes comptables de la R&D sont présentés en note 10.2.

20.4.3 Autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

Principes et méthodes comptables

Les dépenses liées à l'environnement sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- **dépenses capitalisées** dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents…) ;
- passifs environnementaux et dotation aux **provisions pour risques environnementaux** dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les **dépenses de fonctionnement** des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le Groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

Actions en faveur de la biodiversité

Dans le cadre du plan national de biodiversité, le Groupe agit pour une approche positive de la biodiversité. Par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de par ses activités hydroélectriques par exemple, en France continentale, le Groupe a réalisé, entre 2013 et 2020 plus de 50 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologique (classés en « liste 2 » au titre de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques »). Il s'agit d'équipement de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière. Ces opérations bénéficient de subventions de la part des agences de l'eau.

Mobilisation vis-à-vis des salariés et électrification de la flotte de véhicules

En lien avec ses ambitions en faveur de l'environnement et du climat, le Groupe sensibilise et forme ses salariés aux enjeux liés à l'environnement et au développement durable. En 2020, l'offre de formation « Environnement – Développement durable » réunissant des formations relatives au *management* de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales, a permis à 1 545 salariés d'EDF SA de bénéficier de 12 710 heures de formation.

En outre, le déploiement à l'échelle du Groupe de l'atelier pédagogique et collaboratif « La fresque du climat », animé en présentiel et en ligne par 173 salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 3 061 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

Par ailleurs, des indicateurs de Développement durable et numérique représentant 20 % des critères d'intéressement 2020 ont été introduits. Ces indicateurs prennent en compte les efforts de maîtrise des impressions papier ainsi que l'obtention d'un passeport neutralité carbone.

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. Sur l'année 2020, sa flotte de véhicules légers, actuellement supérieure à 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 12,2 % (plus de 5 500 véhicules électriques, soit plus de 1 700 véhicules électriques de plus qu'à fin 2019). À travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à un marché-cadre auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales d'EDF.

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2020. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2020	31/12/2019
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	*21.1.1*	42 235	41 110
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	*21.1.2*	16 494	18 237
Engagements donnés liés aux opérations de financement	*21.1.3*	5 536	6 343
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**64 265**	**65 690**

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	24 715	25 373
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	17 151	15 248
Engagements de location en tant que preneur	369	489
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**42 235**	**41 110**

* *Hors achats de gaz et services associés.*

21.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2020, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2020					31/12/2019
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés [1]	10 574	2 562	4 123	2 121	1 768	9 999
Achats d'autres énergies et de matières premières [2]	308	64	124	120	-	281
Achats de combustible nucléaire	13 833	1 610	5 870	4 374	1 979	15 093
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**24 715**	**4 236**	**10 117**	**6 615**	**3 747**	**25 373**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 533 millions d'euros au 31 décembre 2020 (569 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.1.4).

21.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 59 TWh pour l'exercice 2020 (57 TWh pour 2019), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2019), 31 TWh au titre de l'éolien (30 TWh pour 2019), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2019) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2019).

21.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

21.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

21.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2020, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	**Total**	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**> 5 ans**	**Total**
Edison	124	12	44	68	135
EDF	26	2	8	16	24

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 12,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 14 ans.

Le contrat avec l'Algérie a été renouvelé en 2019 pour 1 milliard de mètres cubes par an jusqu'à 2027. Le contrat à long terme de gaz provenant de la Russie s'est terminé en 2019, et Edison a signé un nouveau contrat pour 1 milliard de mètres cubes pour l'année 2020 puis pour l'année 2021.

Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2020, les engagements hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison s'élèvent à 117 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

EDF a conclu un contrat d'importation de GNL en provenance des USA, pour une fourniture de 0,7 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes par an de gaz naturel), à partir de mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

En 2020, EDF a signé un nouveau contrat en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée.

Autres engagements et risques

EDISON a conclu deux contrats significatifs d'achat de gaz en provenance d'Azerbaïdjan (1 milliard de mètres cubes par an) dont la livraison commencera à partir de 2021 et d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an) dont la livraison ne commencera qu'à partir de 2023.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2020, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	**Total**	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**> 5 ans**	**Total**
Garanties données liées aux activités opérationnelles	9 185	2 320	2 711	4 154	7 349
Engagements sur achats d'exploitation [1]	7 720	4 359	2 732	629	7 594
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	246	92	87	67	305
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION [2]	**17 151**	**6 771**	**5 530**	**4 850**	**15 248**

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 714 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 019 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2020 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Renouvelables dans le cadre de ses projets de développement.

Leur évolution s'explique essentiellement par de nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et par la hausse de la garantie maison mère octroyée par EDF au titre du différentiel d'évaluation des engagements de retraites au Royaume-Uni entre la méthode utilisée par les Trustees et celle prescrite par la norme IAS 19.

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	2 496	2 081
EDF Renouvelables	2 447	1 612
Edison	1 657	1 319
EDF Energy	1 055	912
Framatome	573	552
Autres entités	957	873
TOTAL	**9 185**	**7 349**

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	3 524	3 028
Framatome	1 659	1 880
Enedis	845	829
EDF Energy	591	613
Autres entités	1 101	1 244
TOTAL	**7 720**	**7 594**

21.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2020, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**369**	**54**	**181**	**134**	**489**

Pour rappel, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2020 s'établit à 191 millions d'euros (211 millions d'euros au 31 décembre 2019) ;
- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2020 s'établit à 178 millions d'euros (278 millions d'euros au 31 décembre 2019).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2020, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 625	8 650	6 459	516	17 430
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	716	95	523	98	583
Autres engagements donnés liés aux investissements	153	143	10	-	224
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT*	**16 494**	**8 888**	**6 992**	**614**	**18 237**

* *Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 212 millions d'euros au 31 décembre 2020 (265 millions d'euros au 31 décembre 2019).*

21.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
EDF	4 284	4 654
EDF Energy	5 966	6 466
Enedis	2 461	2 555
EDF Renouvelables	1 369	2 437
Framatome	462	517
Autres entités	1 083	801
TOTAL	**15 625**	**17 430**

La diminution des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par l'avancement de nombreux projets développés aux États-Unis et au Brésil chez EDF Renouvelables et par une baisse des engagements chez EDF Energy, principalement liée à l'effet de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro. La baisse des engagements chez Enedis s'explique par la poursuite du déploiement des compteurs Linky.

Par ailleurs de nouveaux contrats ont été signés par EDF PEI en 2020 dans le cadre du projet de la centrale du Larivot en Guyane (centrale ENR alimentée en biomasse liquide et développée dans le cadre de la PPE).

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent Luminus.

Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 19 décembre 2018, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2026. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2024 et mai 2025.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2020, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

Par ailleurs, Framatome a signé le 7 décembre un contrat d'achat définitif avec Rolls-Royce en vue d'acquérir son activité d'instrumentation et de contrôle nucléaires civils (I&C). La transaction devrait être finalisée au début du deuxième semestre 2021, sous réserve des conditions suspensives usuelles, y compris les autorisations réglementaires.

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2019 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2020 sont les suivants :

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 179	90	2 246	1 843	4 587
Garanties financières données	949	51	495	403	1 314
Autres engagements donnés liés au financement	408	364	6	38	442
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT*	**5 536**	**505**	**2 747**	**2 284**	**6 343**

* *Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 156 millions d'euros au 31 décembre 2020 (1 225 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.*

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

21.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2020	31/12/2019
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation [1]	*21.2.1*	8 108	9 291
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	*21.2.2*	132	181
Engagements reçus liés aux opérations de financement	*21.2.3*	31	22
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS [2]		**8 271**	**9 494**

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 21.2.1.4).
(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 18.4.

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2020 sont les suivants :

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	711	114	355	242	770
Engagements sur ventes d'exploitation	5 903	1 490	3 457	956	6 706
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 444	1 195	161	88	1 756
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	50	18	15	17	59
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**8 108**	**2 817**	**3 988**	**1 303**	**9 291**

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2020, le Groupe bénéficie à hauteur de 711 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

21.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

21.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

21.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 150 TWh.

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**132**	**14**	**118**	**-**	**181**

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2020				31/12/2019
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**31**	**2**	**19**	**10**	**22**

Note 22 Parties liées

Principes et méthodes comptables

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État*		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Chiffre d'affaires	355	455	-	-	2 082	1 889	2 437	2 344
Achats d'énergie	3 885	4 063	1	4	2 114	2 104	6 000	6 171
Achats externes	13	18	7	3	348	253	368	274
Actifs financiers	179	150	-	-	-	-	179	150
Autres actifs	495	633	-	-	593	532	1 088	1 165
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 114	1 228	1	1	600	624	1 715	1 853

* *Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.*

22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE), CENG et Taishan) sont présentées en note 12.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

22.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,68 % du capital d'EDF au 31 décembre 2020. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de Service Public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

22.2.2 Relations avec GRDF

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations pour la réalisation de certains services communs et le partage des coûts en résultant, dans le cadre de l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

Elle intègre notamment, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, des missions liées à la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux. Elle est régulièrement mise à jour.

En 2018, Enedis et GRDF ont réorganisé une partie de leurs activités communes en créant deux entités mixtes : l'une regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, l'opérateur Informatique & Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. Ces deux entités ont été effectivement mises en place au 1er janvier 2019.

Les activités supports des domaines Immobilier, Véhicules et Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires, jusqu'alors mixtes sont reprises en propre par chacune des deux sociétés.

En juillet 2020, Enedis et GRDF ont décidé d'initier un projet commun dit « Transformation des Activités Communes » (TAC) visant à mettre fin à la co-employabilité des activités qui restent mixtes : approvisionnement/logistique des matériels, contrat de travail, médico-social, gestion des logements, informatique et télécom tertiaire, comptabilité.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse à compter du 31 mars 2021, ses contrats de concession étant échus depuis les années 90. La ville d'Ajaccio a lancé en octobre un appel d'offres concernant la concession de distribution de GPL auquel ENGIE a candidaté. La ville de Bastia a annoncé son intention de lancer également un appel d'offres. La convention de 1951 fixe le cadre de l'échange entre les 2 entreprises concernant l'impact des décisions de l'une sur l'autre.

22.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration, enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Conversion-Enrichissement (ex-Orano Cycle).

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et Orano ont signé le 29 septembre 2016 un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Conversion-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2020 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 11,9 millions d'euros en 2020 (12,6 millions d'euros en 2019). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 23 Événements postérieurs à la clôture

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.

Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2020 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	**Montant (hors taxes)**	**%**	**Montant (hors taxes)**	**%**
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 794	24,6	2 945	16,2
Entités contrôlées [1]	4 560 [3]	40,1	13 503	74,2
Sous-total	**7 354**	**64,7**	**16 448**	**90,4**
Services autres que la certification des comptes [2]				
EDF	561	4,9	953	5,2
Entités contrôlées [1]	3 448	30,4	804	4,4
Sous-total	**4 009**	**35,3**	**1 757**	**9,6**
TOTAL	**11 363**	**100**	**18 205**	**100**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

(3) L'évolution s'explique à la fois par un transfert entre cabinets n'ayant pas d'effet sur le niveau global des honoraires du Collège du Groupe, et par ailleurs par le changement d'un collège de Commissaires aux comptes pour une entité française significative du périmètre, désormais auditée par un des Commissaires aux comptes du Groupe et par un autre cabinet.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2019

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2019 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	**Montant (hors taxes)**	**%**	**Montant (hors taxes)**	**%**
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 709	19,2	2 822	17,1
Entités contrôlées [1]	8 104	57,4	11 654	70,6
Sous-total	**10 813**	**76,6**	**14 476**	**87,7**
Services autres que la certification des comptes [2]				
EDF	883	6,3	867	5,3
Entités contrôlées [1]	2 425	17,1	1 152	7,0
Sous-total	**3 308**	**23,4**	**2 020**	**12,3**
TOTAL	**14 121**	**100**	**16 496**	**100**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2020

À l'Assemblée générale de la société Électricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France SA (« EDF », la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2020 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.3.4.2, 15 et 18.1 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2020, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 44 822 millions d'euros, dont 24 622 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 20 200 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15 de l'annexe. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les modalités de calcul du taux d'actualisation ont ainsi évolué à compter du 31 décembre 2020 en lien avec une évolution en 2020 de certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 15.1.2 et 18.1). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 33 848 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 32 105 millions d'euros) au 31 décembre 2020, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 19 693 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 775 millions d'euros en valeur actualisée (note 15.1.1.5).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 15.1.1.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment le décret et l'arrêté du 1er juillet 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable IFRS 9 du modèle de dépréciation décrit dans les principes et méthodes comptables de la note 18.1.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macroéconomiques (note 15.1.1.5).

Évaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie et actifs corporels

Notes 1.3.4.1, 1.3.4.4 et 10 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2020, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie et actifs corporels représentent des montants significatifs des comptes.

Les notes 1.3.4.4 et 10.8 décrivent les méthodologies retenues et appliquées pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur. Ces notes décrivent également les modalités de mises en œuvre des tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) annuellement pour celles comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond, pour la grande majorité de ces UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection des flux de trésorerie futurs actualisés.

Nous avons considéré que l'évaluation des actifs, en particulier non régulés, en France, au Royaume-Uni et en Italie était un point clé de l'audit, en raison de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues pour la détermination des valeurs recouvrables et des estimations et jugements qu'elles induisent de la part de la Direction.

En particulier, comme indiqué dans la note 10.8.2, un environnement de marché dans un contexte économique défavorable et de crise sanitaire marqué notamment par des taux durablement bas, une demande orientée à la baisse sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables ainsi que par une évolution à la baisse des prix long terme des commodités fossiles et de l'électricité sur les principaux marchés d'EDF, sont susceptibles de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels et de conduire à des pertes de valeurs importantes.

Réponses apportées

Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs de pertes de valeurs au niveau des UGT. Nous avons également pris connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation.

Nous avons vérifié, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondaient à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles étaient cohérentes avec (i) les données du budget, du plan à moyen terme (PMT) et, au-delà, avec les hypothèses de long terme du Groupe, (ii) les performances passées, (iii), les perspectives de marché et (iv) la durée d'exploitation attendue des actifs.

Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO_2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie.

Nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier analysé, avec l'aide de nos spécialistes internes, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Nous avons par ailleurs apprécié le caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur de réalisation, tels que décrits dans la note 3.2 relative aux activités en cours de cession.

Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.4.4, et 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés donnaient une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et les analyses de sensibilité.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du Commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président-Directeur Général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG SA et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2020, KPMG SA était dans la 16e année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 19e année sans interruption, dont pour les deux, 16 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 17 février 2021

Les Commissaires aux comptes

KPMG SA		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.3 Comptes sociaux

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

Compte de résultat

(en millions d'euros)	***Notes***	**2020**		**2019**
Chiffre d'affaires *	***4***		**44 315**	**46 155**
Production stockée et immobilisée			1 360	1 447
Subventions d'exploitation	*5*		8 148	7 670
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	*6*		2 823	3 279
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	*7*		846	849
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION			**57 492**	**59 400**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	***8***		**36 213**	**38 090**
Achats consommés de combustibles		3 269		3 498
Achats d'énergie		16 783		18 232
Achats de services et autres achats consommés de biens		16 161		16 360
Impôts, taxes et versements assimilés	***9***		**2 694**	**2 674**
Charges de personnel	***10***		**6 439**	**6 453**
Dotations d'exploitation	***11***		**7 514**	**6 590**
Dotations aux amortissements des immobilisations	*11.1*	4 538		3 975
Dotations aux provisions et dépréciations	*11.2*	2 976		2 615
Autres charges d'exploitation	***12***		**2 738**	**2 241**
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION			**55 598**	**56 048**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I – II)			**1 894**	**3 352**
III QUOTES-PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN				**-**
IV RÉSULTAT FINANCIER	***13***		**(2 503)**	**(1 701)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I – II + III + IV)			**(609)**	**1 651**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	***14***		**425**	**547**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	***15***		**406**	**(605)**
BÉNÉFICE OU PERTE (I – II + III + IV + V + VI)			**222**	**1 593**

* *Dont production en 2020 de biens à l'exportation pour 8 428 millions d'euros et de services à l'exportation pour 344 millions d'euros.*

Bilan

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2019 Montants nets
Immobilisations incorporelles	***16-17***	**2 669**	**1 566**	**1 103**	**1 086**
Immobilisations corporelles du domaine propre	***16-17***	**91 821**	**61 039**	**30 782**	**29 321**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	***16-17***	**15 820**	**9 197**	**6 623**	**6 028**
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	***16-17***	**21 640**	**84**	**21 556**	**21 618**
Participations et créances rattachées		60 057	712	59 345	58 954
Titres immobilisés		24 546	153	24 393	22 519
Prêts et autres immobilisations financières		16 422	140	16 282	12 594
Immobilisations financières	***18***	**101 025**	**1 005**	**100 020**	**94 067**
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		**232 975**	**72 891**	**160 084**	**152 120**
Stocks et en cours	***19***	**10 842**	**301**	**10 541**	**9 786**
Avances et acomptes versés sur commande	***20***	**723**	**4**	**719**	**693**
Créances d'exploitation	***20***	**22 588**	**475**	**22 113**	**20 944**
Valeurs mobilières de placement	***21***	**13 065**	**4**	**13 061**	**14 690**
Instruments de trésorerie	***20***	**1 814**	**-**	**1 814**	**2 672**
Disponibilités	***20-22***	**5 364**	**-**	**5 364**	**4 714**
Charges constatées d'avance	***20***	**987**	**-**	**987**	**1 087**
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		**55 383**	**784**	**54 599**	**54 586**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**242**	**-**	**242**	**249**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**611**	**293**	**318**	**513**
Écarts de conversion – Actif (V)	***23***	**872**	**-**	**872**	**1 305**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**290 083**	**73 968**	**216 115**	**208 773**

PASSIF

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2020	31/12/2019
Capital		**1 550**	**1 552**
Primes d'émission et de fusion		**16 506**	**16 506**
Écarts de réévaluation		**678**	**677**
Réserves			
Réserve légale		**155**	**151**
Autres réserves		**2 977**	**3 000**
Report à nouveau		**9 121**	**8 005**
Résultat de l'exercice		**222**	**1 593**
Acomptes sur dividendes		**-**	**(458)**
Subventions d'investissement		**160**	**159**
Provisions réglementées		**5 786**	**5 935**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	***24***	**37 155**	**37 120**
Autres fonds propres	***25***	**11 473**	**9 781**
Passifs spécifiques des concessions	***26***	**2 282**	**2 234**
TOTAL I FONDS PROPRES		**50 910**	**49 135**
Provisions pour risques	***27***	**3 140**	**2 688**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	*28*	44 822	41 720
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	*29*	772	667
Provisions pour avantages du personnel	*30*	11 616	11 430
Provisions pour autres charges	*31*	1 526	872
Provisions pour charges		**58 736**	**54 689**
TOTAL II PROVISIONS		**61 876**	**57 377**
Dettes financières	***33***	**52 855**	**55 171**
Avances et acomptes reçus	***32***	**7 188**	**7 050**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	***32***	**34 673**	**32 322**
Instruments de trésorerie	***32***	**5 075**	**4 387**
Produits constatés d'avance	***32***	**3 202**	**3 112**
TOTAL III DETTES	***32***	**102 993**	**102 042**
Écarts de conversion – Passif (IV)	***34***	**336**	**219**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**216 115**	**208 773**

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		*Notes*	2020	2019
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			(184)	2 198
Amortissements et provisions			8 071	5 393
Plus ou moins values de cessions			(524)	(181)
Produits et charges financiers			(780)	(557)
Variation du besoin en fonds de roulement			719	1 012
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation			**7 302**	**7 865**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus [1]			841	(787)
Impôts sur le résultat payés			(776)	(452)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**(A)**		**7 367**	**6 626**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels			(5 848)	(6 365)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			15	23
Variations d'actifs financiers [2]			(4 424)	251
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(B)**		**(10 257)**	**(6 091)**
Opérations de financement				
Émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions (Océanes vertes) [3]		*2.4.1*	2 569	-
Émissions d'emprunts et conventions de placements [4]			9 928	5 109
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [4]			(11 815)	(3 522)
Dividendes versés		*24*	-	(58)
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais		*2.4.2*	2 081	(636)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			7	5
Subventions d'investissement reçues			9	4
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**(C)**		**2 779**	**902**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(A) + (B) + (C)**		**(111)**	**1 437**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [5]		***22***	**(80)**	**(1 564)**
Incidence des variations de change			(102)	15
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie			38	31
Autres			(1)	1
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [5]		***22***	**(256)**	**(80)**

(1) La variation s'explique principalement par la hausse des dividendes reçus en 2020 par rapport à 2019 (voir note 13) et par le résultat de change.

(2) La variation s'explique principalement par la hausse des prêts accordés aux filiales (voir note 18).

(3) Dont 2 400 millions d'euros de valeur d'émission (voir note 2.4.1) et 169 millions d'euros de prime d'émission.

(4) Sur l'exercice, des opérations de mise en pension de titres obligataires ont été réalisées pour un montant de 7 353 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour un montant de (6 532) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts. Hormis ces opérations, la variation sur la période des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une diminution nette d'un montant de (4 295) millions d'euros s'expliquant notamment par des émissions en 2019 d'emprunts obligataires nettes de primes pour un montant de (3 015) millions d'euros sans équivalent en 2020, ainsi que par une augmentation des remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de (567) millions d'euros sur la période.

(5) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

Sommaire de l'annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

Note 1 Principes et méthodes comptables 429
1.1. Référentiel comptable 429
1.2 Jugements et estimations de la Direction 429
1.3 Chiffre d'affaires 430
1.4 Immobilisations incorporelles 430
1.5 Immobilisations corporelles 430
1.6 Dépréciation des actifs à long terme 431
1.7 Immobilisations financières 431
1.8 Stocks et en-cours 432
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 432
1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts obligataires 433
1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change 433
1.12 Provisions réglementées 433
1.13 Autres fonds propres 433
1.14 Passifs spécifiques des concessions 433
1.15 Provisions hors avantages du personnel 433
1.16 Avantages du personnel 434
1.17 Instruments dérivés 435
1.18 Contrats de matières premières 435
1.19 Environnement 435

Note 2 Événements et transactions significatifs (dont effets de la crise sanitaire) 436
2.1 Conséquence de la crise sanitaire Covid-19 436
2.2 Développements dans le nucléaire 439
2.3 EDF a mis en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère) 441
2.4 Opérations de financement 441

Note 3 Évolutions réglementaires en France 442
3.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 442
3.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-tarifs bleus) 442
3.3 Commissionnement fournisseur 443
3.4 Fonds de péréquation de l'électricité 443
3.5 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) 443
3.6 Mécanisme de capacité 444
3.7 Certificats d'économie d'énergie (CEE) 444
3.8 ARENH 444

Note 4 Chiffre d'affaires 445

Note 5 Subventions d'exploitation 446

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation 446

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges 447

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 447

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 447

Note 10 Charges de personnel 448

Note 11 Dotations d'exploitation 448
11.1 Dotations aux amortissements 448
11.2 Dotations aux provisions et dépréciations 448

Note 12 Autres charges d'exploitation 449

Note 13 Résultat financier 449

Note 14 Résultat exceptionnel 449

Note 15 Impôts sur les bénéfices 450
15.1 Groupe fiscal 450
15.2 Impôt sur les sociétés 450
15.3 Situation fiscale différée ou latente 450

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 451

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles 452
17.1 Test de perte de valeur des actifs 452

Note 18 Immobilisations financières 453
18.1 Variations des immobilisations financières 453
18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 454
18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 455
18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP) 455
18.5 Actions propres 455
18.6 Créances de l'actif immobilisé 456

Note 19 Stocks et en-cours 456

Note 20 Créances de l'actif circulant et disponibilités 456

Note 21 Valeurs mobilières de placement 457

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 457

Note 23 Écarts de conversion-actif 458

Note 24 Variations des capitaux propres 458

24.1 Capital social 458

24.2 Distributions de dividendes 458

Note 25 Autres fonds propres 459

Note 26 Passifs spécifiques des concessions 460

Note 27 Provisions pour risques 460

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 461

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé 462

28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 462

28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 464

28.4 Provisions pour derniers cœurs 467

28.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité 467

Note 29 Autres provisions pour déconstruction 469

Note 30 Provisions pour avantages du personnel 470

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 471

30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 471

30.3 Actifs de couverture 472

30.4 Hypothèses actuarielles 472

Note 31 Provisions pour autres charges 473

Note 32 Dettes 473

Note 33 Dettes financières 474

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 474

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 475

Note 34 Écarts de conversion-passif 475

Note 35 Instruments financiers 476

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt 476

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 477

35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 477

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan 477

36.1 Engagements donnés 478

36.2 Engagements reçus 478

36.3 Autres natures d'engagements 478

Note 37 Passifs éventuels 479

Note 38 Actifs dédiés 479

38.1 Réglementation 479

38.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés 479

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées 481

39.1 Relations avec les filiales 481

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 482

Note 40 Rémunération des mandataires sociaux 482

Note 41 Évènements postérieurs à la clôture 482

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1. Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général en vigueur à date.

Il est également fait application des « Recommandations et observations relatives à la prise en compte des conséquences de l'événement Covid-19 dans les comptes et situations établis à compter du 1er janvier 2020 » publiées le 18 mai 2020 par l'ANC et mises à jour les 3 et 24 juillet 2020 et 8 janvier 2021.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2019.

1.2 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principales opérations pour lesquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Le réacteur 1 de la centrale de Tricastin a été recouplé au réseau le 23 décembre 2019, après sa 4e visite décennale. Il s'agissait de la première tranche du palier 900 MW à franchir cette étape au-delà de 40 ans.

En 2020, les 4es visites décennales (VD4) des tranches 2 et 4 de Bugey ont été engagées, respectivement en début et fin d'année, le nombre de VD4 à réaliser en parallèle passe à 5 en 2021.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW, au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique, est attendue pour fin février 2021.

L'adoption définitive de la PPE (voir note 3.1) en avril 2020 a conduit à prendre en compte dans les états financiers d'EDF au 31 décembre 2020 l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leurs cinquante ans. Une accélération des plans d'amortissement a été effectuée à compter du 1er juillet 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture possibles, la décision concernant le choix des réacteurs à fermer n'ayant pas lieu d'être prise à date. Les provisions nucléaires avaient été ré-estimées en conséquence dès le 30 juin 2020 (voir note 28.3).

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2020 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat d'EDF (voir note 28).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 300 MW et N4).

1.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2020 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2020 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 1.3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.3.1 Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH, bien qu'inchangée dans son niveau depuis sa mise en place, est réputée intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

1.4 Immobilisations incorporelles

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciel en tant que SaaS (*Software as a Service*) sont généralement comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans ;
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) 25 à 45 ans ;
- installations de production nucléaire 40 à 50 ans ;
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 45 ans.

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession établis d'après un cahier des charges-type approuvé par les pouvoirs publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et France Urbaine, les autres contrats, relevant quant à eux, de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement, pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.3.2 Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions, étant précisé que le matériel électromécanique est quant à lui généralement amorti sur 50 ans.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 1.14.2).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 18 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi. Lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

1.6 Dépréciation des actifs à long terme

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, EDF va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents),
  - les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et de la part de marché d'EDF ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de Bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir de la valeur de transaction, des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres immobilisés de l'activité de portefeuille

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés.

Par ailleurs, sont également classées en autres titres immobilisés, les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stock sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication…).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.6).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts obligataires

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Dans le cas particulier de l'émission des OCEANEs (voir note 2.4.1), EDF a appliqué pour la comptabilisation de la prime d'émission la méthode dite de deux opérations distinctes et pour son amortissement la méthode des intérêts courus tel que prévu au Plan Comptable Général (PCG, art. 212-10).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts, conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

1.12 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des logiciels créés par la Société ;
- des amortissements des frais d'acquisition des titres de participation acquis par la Société.

1.13 Autres fonds propres

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat *prorata temporis*.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions d'énergie hydraulique.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité – SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits du concédant sur les biens existants.

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions d'énergie hydraulique

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1er janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.15 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires.
Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire est fournie en note 28.

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes sur des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de service :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
  - les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution du contrat et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation ;
- les pertes sur contrat de transport, regazéification, stockage de gaz ;
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir note 1.19).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

1.16 Avantages du personnel

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du Statut National du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et d'Engie correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.16.3 Engagements concernant les autres avantages a long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.17 Instruments dérivés

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1er janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.18 Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

1.19 Environnement

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Les droits et les obligations rattachés à ce dispositif sont revus périodiquement.

La troisième période, du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'économies d'énergie conformément aux articles 616-1 à 616-25 du règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Les Certificats d'économies d'énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production/d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Note 2 Événements et transactions significatifs (dont effets de la crise sanitaire)

2.1 Conséquence de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du groupe EDF, notamment la production nucléaire, les chantiers et les services.

Ainsi, le 14 avril 2020 [1], le Groupe avait retiré l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2020, y compris le seuil bas de la fourchette d'EBE de 17,5 milliards d'euros, ainsi que pour 2021. Le Groupe a été en mesure de publier de nouveaux objectifs d'EBE pour 2020 le 31 juillet 2020, avec une fourchette comprise entre 15,2 et 15,7 milliards d'euros, confirmée le 13 novembre 2020 lors de la publication du chiffre d'affaires du troisième trimestre, puis revue à la hausse le 16 décembre 2020 à un montant égal ou légèrement supérieur à 16 milliards d'euros, principalement en lien avec une visibilité accrue au cours du deuxième semestre sur un niveau plus élevé de la production nucléaire dans le contexte de crise sanitaire.

Production nucléaire

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020 [2], EDF a dû, en raison de la crise sanitaire, adapter l'ensemble de ses activités pour protéger les intervenants dans ses centrales nucléaires. Le déroulement du programme industriel, en particulier des opérations prévues lors des arrêts pour maintenance, en a été fortement affecté, réduisant ainsi la capacité de production d'électricité. Dans ce contexte, EDF a dû adapter la planification des arrêts de réacteurs pour maintenance afin de contribuer, en lien avec RTE, à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver 2020-2021. Cela a conduit à suspendre la production de certains réacteurs afin d'économiser le combustible de ces unités.

Par ailleurs, pendant le confinement, le ralentissement de l'économie s'est traduit par une baisse de la consommation d'électricité allant jusque 20 % [3] des niveaux habituels, ce qui a conduit à une diminution de l'utilisation des centrales.

Dans le contexte de crise sanitaire, l'application des mesures sanitaires (respect des gestes barrières, gestion des flux, limitation du nombre d'intervenants) conduit à un allongement des durées de réalisation des activités. En conséquence, la durée des arrêts de tranches nucléaires est plus importante du fait de la double contrainte liée à la disponibilité du personnel et à la baisse de la productivité. Le programme industriel a ainsi été révisé pour mieux ajuster le programme des travaux aux capacités industrielles et mieux ajuster le nombre de réacteurs en production aux besoins du réseau, notamment sur l'hiver 2020-2021.

La crise sanitaire a également conduit EDF à adapter la programmation des arrêts de réacteurs pour les années suivantes. En effet, le placement des arrêts de réacteurs résulte d'une optimisation complexe au sein d'un champ de contraintes multiples, telles la gestion du combustible, le respect des exigences réglementaires ou l'adéquation du programme de travaux aux capacités industrielles, tout en assurant en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, en particulier en période hivernale. Les arrêts de tranche sont programmés plusieurs années à l'avance en fonction des besoins prévus du réseau et des ressources industrielles. Décaler des arrêts une année a par effet cascade un impact sur le programme de maintenance des années suivantes et donc également sur le niveau de production attendu.

Dans son communiqué de presse du 16 avril 2020, EDF a ainsi révisé son estimation annuelle de production nucléaire en France pour la porter à environ 300 TWh en 2020 (pour une hypothèse de production comprise entre 375 TWh et 390 TWh communiquée le 14 février 2020), tenant compte des conséquences de la crise sanitaire ainsi que d'autres éléments affectant la disponibilité du parc, et entre 330 et 360 TWh chaque année en 2021 et en 2022.

Le 2 juillet 2020 [4], le groupe EDF a annoncé revoir à la hausse son estimation de production nucléaire en France pour l'exercice 2020 à environ 315-325 TWh.

(1) Cf. communiqué de presse du 14 avril 2020 : Nouveau point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire Covid-19.

(2) Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : EDF révise son estimation annuelle de production d'électricité nucléaire.

(3) Cf. rte-france.fr L'impact de la crise sanitaire (Covid-19) sur le fonctionnement du système électrique (8 avril 2020).

(4) Cf. communiqué de presse du 2 juillet 2020 : EDF revoit à la hausse son estimation de production d'électricité d'origine nucléaire pour 2020.

Cette révision résulte d'une reprise des activités plus rapide qu'anticipée lors de l'estimation publiée le 16 avril. La durée des arrêts programmés en 2020 a été ajustée pour tenir compte des conditions réelles de reprise des activités constatées sur les sites. Il a notamment été possible sur le premier semestre de terminer plusieurs arrêts de tranche de la campagne 2020 et de poursuivre les activités sur les tranches en fonctionnement, tout en respectant les mesures barrières, en optimisant la gestion des flux en entrée de site ou de zone contrôlée, en aménageant l'organisation des chantiers pour limiter le nombre d'intervenants sur la même activité ou encore en s'appuyant sur le télétravail. Du fait de la crise sanitaire, le deuxième semestre a débuté avec un nombre de tranches en arrêt programmé pour maintenance plus important qu'initialement prévu.

Les performances meilleures qu'attendues sur les arrêts de tranche au cours du deuxième semestre 2020 ont permis de ré-estimer la production nucléaire à une fourchette de 325-335 TWh le 13 novembre, puis de l'annoncer proche de 335 TWh le 16 décembre 2020. La production nucléaire 2020 s'est finalement établie à 335,4 TWh en diminution de 44,1 TWh par rapport à 2019, cette baisse étant liée aux effets directs et indirects de la crise sanitaire (modulation en lien avec la demande et avec le placement des arrêts ; contraintes de réalisation des arrêts de tranches liées aux mesures barrières) à hauteur de 32,9 TWh. Au-delà des effets liés à la crise sanitaire, la diminution de la production en 2020 par rapport à 2019 est due principalement à l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim et à la prolongation de trois arrêts complexes.

Soutien aux clients et aux fournisseurs

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020 [(1)], EDF a mis en œuvre en 2020 des mesures spécifiques pour accompagner ses clients dans le contexte de crise sanitaire.

Dans le cadre de la première période d'état d'urgence sanitaire du 24 mars au 10 juillet, EDF a décidé, pour ses clients particuliers, de garantir la fourniture d'énergie à l'ensemble de ses clients en suspendant, jusqu'au 1er septembre 2020, toute réduction ou interruption de fourniture d'électricité et de gaz ainsi que les pénalités de retard et pour les clients en situation difficile, d'assouplir ses modalités et échéanciers de paiement. Ce faisant, l'entreprise est allée au-delà des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics (telle que la prolongation de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020), à la fois dans leur portée et dans leur durée.

Pour ses clients professionnels, EDF a pris toutes les dispositions nécessaires pour faire bénéficier ses clients éligibles au Fonds de Solidarité qui le demandent, du report du paiement de leurs factures, conformément aux ordonnances et décrets adoptés par le Gouvernement. Les petites entreprises concernées ont ainsi pu demander le report du paiement de leurs factures exigibles jusqu'à la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire le 10 juillet 2020. Ce report a été échelonné sur une durée de 6 mois à compter du dernier jour du mois suivant la date de fin de l'état d'urgence sanitaire.

Le Gouvernement français a décidé la mise en place d'une deuxième période d'état d'urgence sanitaire, à compter du 17 octobre 2020, et dont la fin initialement envisagée pour février 2021 est fixée au 1er juin 2021. Sur le marché des particuliers, des mesures spécifiques ont été prises par EDF complémentaires à celles inhérentes à la « trêve hivernale » commençant le 1er novembre (comme la suspension des interruptions de fourniture) : afin de protéger les clients en difficulté, EDF a décidé de suspendre toutes les réductions de puissance jusqu'au 15 janvier 2021, de ne facturer aucune pénalité de retard sur les factures émises lors de cette période et d'assouplir les délais de paiement accordés aux clients. L'accroissement du risque de recouvrement lié à ces mesures est intégré dans l'évaluation des provisions sur créances clients au 31 décembre 2020 (voir note 2.1.2). Sur le marché d'affaires, EDF s'était préparé à appliquer le report de paiement des factures prévu dans la loi d'urgence sanitaire d'octobre 2020, dès publication du décret d'application qui devait préciser le périmètre des clients concernés. Le décret n'étant pas sorti à ce stade, le recouvrement sur le marché d'affaires est resté conforme à la politique en vigueur, sans mesure spécifique de la part d'EDF.

Par ailleurs, comme indiqué dans son communiqué de presse du 2 avril 2020 [(2)], afin d'accompagner ses fournisseurs TPE et PME dans un contexte de ralentissement économique dû à la pandémie, le groupe EDF a accéléré le paiement de factures par rapport au délai contractuel de 60 jours en France. Le dispositif s'est tout d'abord appliqué aux prestations achevées et validées par EDF au 31 mars 2020, conduisant, pour EDF, au règlement des fournisseurs avant mi-avril pour les TPE et avant fin avril pour les PME, sans qu'une démarche de leur part ne soit nécessaire. Enedis s'est également engagée dans une démarche équivalente. Cette accélération des délais de paiement a ainsi tout d'abord porté sur plus de vingt mille factures pour un montant de l'ordre de 190 millions d'euros à l'échelle du Groupe en France. Le dispositif a été progressivement étendu jusqu'à la fin du premier semestre, en lien avec la fin de la première période d'état d'urgence sanitaire le 10 juillet 2020. Ce sont près de 261 millions d'euros qui ont été réglés de façon accélérée aux fournisseurs TPE et PME d'EDF en France entre avril et juin 2020. Ces mesures prises au premier semestre n'ont pas d'effet sur le besoin en fonds de roulement d'EDF au 31 décembre 2020.

Impacts estimés de la crise sanitaire sur le compte de résultat de l'année 2020

EDF n'a pas procédé en lien avec la crise sanitaire à des classements au sein de son compte de résultat différents de ceux opérés usuellement, conformément aux recommandations de l'AMF et de l'ANC. Un travail approfondi a été réalisé par EDF dans les différentes entités et au niveau central, dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre, afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans ses états financiers. Sont ainsi présentés ci-dessous les principaux impacts estimés des effets de la crise sanitaire sur les différentes rubriques du compte de résultat d'exploitation d'EDF.

La crise sanitaire a un impact négatif sur le **chiffre d'affaires** à fin décembre 2020, estimé à 1 117 millions d'euros (soit environ - 2,5 % du chiffre d'affaires) en lien avec la diminution de la production nucléaire, ainsi qu'une baisse de la demande en électricité, celle-ci s'étant traduite par des ventes sur les marchés de gros réalisées à des prix plus bas.

L'impact estimé lié à la crise Covid-19 sur la CSPE (enregistrée en **subvention d'exploitation**) est évalué à 37 millions d'euros à la baisse et s'explique par la diminution des surcoûts d'achat d'énergie et de production en lien avec la baisse de la consommation d'électricité dans les territoires insulaires (ZNI).

En lien avec la diminution de la production nucléaire et la baisse de la demande en électricité et gaz, l'impact de la crise sanitaire sur **les achats de combustibles et d'énergie** à fin décembre 2020 correspond à une diminution estimée à environ 203 millions d'euros.

La crise sanitaire a par ailleurs un impact à la baisse sur les **achats de services et autres achats consommés de biens** estimée à 260 millions d'euros. Cette diminution correspond à des effets de différentes natures :

- une diminution des charges d'acheminement en lien avec la baisse de la demande d'électricité pour 105 millions d'euros ;
- en lien avec le ralentissement ou le report de chantiers, dans les différentes activités d'EDF, de moindres achats, pour leur part non immobilisable ;
- des dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de la crise sanitaire (équipements de protection, gels…) ;
- de moindres achats en lien avec le confinement et les différentes mesures mises en place à l'initiative des pouvoirs publics, telles que la limitation des déplacements et le recours au télétravail (voyages, formations, séminaires...).

Les **charges de personnel** augmentent d'environ 68 millions d'euros principalement en lien avec le plan de relance de l'activité mis en place par l'entreprise. Ce montant intègre également l'effet défavorable de la crise sanitaire sur les charges de congés payés.

Enfin, les **dotations aux provisions et dépréciations nettes des reprises** sont impactées défavorablement pour un montant d'environ 118 millions d'euros, dont 85 millions d'euros suite à la réévaluation des provisions pour dépréciation des créances clients, ainsi que 45 millions d'euros d'augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées du fait de décalages dans certains chantiers de démantèlement.

L'élaboration des estimations ci-dessus a été réalisée sur la base d'un *reporting* spécifique mis en place par EDF dans le cadre du processus de clôture des comptes.

Les estimations des impacts sont évaluées de manière générale selon les modalités suivantes :

- concernant les effets liés à la baisse d'activité dans les différents métiers ou de décalage de chantiers, sur la base d'analyses détaillées par rapport à la période comparable 2019 ou par rapport à des données prévisionnelles infra-annuelles ; s'agissant spécifiquement des impacts sur le chiffre d'affaires liés à la baisse de la demande en électricité et en gaz, sur la base d'analyses assises sur les modèles de prévisions de consommation tenant compte des autres effets (climat, portefeuille…) ; s'agissant des impacts sur la production nucléaire, sur la base des analyses de la production s'agissant des tranches en fonctionnement (notamment pour la modulation) et sur la base d'analyses détaillées des arrêts pour les

(1) Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients.

(2) Cf. communiqué de presse du 2 avril 2020 : Le groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire.

tranches ayant été en arrêt programmé sur 2020 depuis le déclenchement de la crise, qu'il s'agisse d'arrêts pour simple rechargement ou d'arrêts périodiques, assises sur l'analyse des activités et temps passés sur les arrêts réalisés en 2020 dans le contexte de crise par rapport à la modélisation des arrêts de tranches et au réalisé 2019 ;

- les estimations effectuées s'attachent à évaluer les impacts financiers de la crise en lien avec la diminution du niveau d'activité, des volumes vendus ou produits. Ils n'intègrent pas, du fait de la difficulté à les attribuer de façon directe et unique à la crise, d'impacts liés à des effets prix corrélatifs à la crise, comme par exemple l'évolution des prix de marché observés sur la période. Ces impacts n'intègrent pas les effets des plans d'actions mis en œuvre par le Groupe en réponse à la crise sanitaire ;
- concernant les dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de la crise sanitaire (équipements de protection, gels…), ou l'évaluation de mesures ou risques spécifiques en lien avec la crise, sur la base des éléments comptabilisés dans le système d'information comptable.

Compte tenu des éléments ci-dessus, l'impact estimé de la crise sur le résultat d'exploitation au 31 décembre 2020 est de l'ordre de (862) millions d'euros. Pour rappel, au 30 juin 2020 l'impact était de l'ordre de (472) millions d'euros.

Certaines estimations effectuées au mieux de la connaissance d'EDF au 31 décembre, notamment en ce qui concerne le risque de recouvrabilité des créances clients, présentent par nature un caractère incertain. Les réalisations pourront différer des estimations faites à la clôture en fonction du scénario de sortie de crise et plus généralement des conditions économiques en 2021.

Il est enfin à noter que le résultat financier avait été impacté par la baisse des marchés financiers au premier semestre 2020 (voir note 8 des états financiers semestriels résumés). Le comportement des marchés financiers sur le deuxième semestre, conjugué aux choix stratégiques effectués par EDF notamment dans la gestion de son portefeuille d'actifs dédiés, permet de limiter l'impact sur le résultat financier et le résultat exceptionnel d'EDF au 31 décembre 2020 (voir notes 13 et 14).

2.1.1 Risque de liquidité

Comme indiqué dans les comptes semestriels résumés, EDF disposait au 30 juin 2020 d'une position de liquidité solide dont 12 milliards d'euros de valeurs mobilières de placement et 13,6 milliards d'euros de disponibilités incluant des titres mis en pension, avec des opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre dans le contexte de la crise sanitaire (voir note 13 des comptes semestriels résumés), et des lignes de crédits bancaires non tirées pour un montant de 10,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2020, EDF dispose d'une position de liquidité solide dont 12,8 milliards d'euros de valeurs mobilières de placement et 5,4 milliards d'euros de disponibilités incluant la trésorerie encaissée nette des remboursements déjà effectués liée à la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques dans le contexte de la crise sanitaire pour un montant de 0,8 milliard d'euros (voir note 20 renvoi (4)) ; et des lignes de crédits bancaires non tirées pour un montant de 10,5 milliards d'euros (voir note 36).

2.1.2 Chiffre d'affaires et créances clients

Provision pour dépréciation des créances clients

EDF déprécie ses créances clients en s'appuyant sur des matrices de provisionnement établies sur la base d'historiques de pertes de crédit.

Malgré les mesures de soutien prises par les différents gouvernements et celles mises en place par EDF vis-à-vis de ses clients, la crise sanitaire devrait se traduire par une augmentation du montant des créances irrécouvrables, encore peu observable au 31 décembre 2020. Les différentes analyses de risque conduisent à une augmentation des provisions pour dépréciation des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 85 millions d'euros dans les dotations aux provisions et dépréciations du compte de résultat.

Cette augmentation des provisions est en premier lieu liée à l'augmentation de l'assiette des créances en portefeuille traduisant des délais de paiement plus longs sur lesquelles sont appliquées les matrices de provisionnement habituelles, en particulier sur le secteur entreprises en France. Par ailleurs, elle s'explique également par une adaptation des matrices de provisionnement, réalisée au travers de correctifs post-modèles afin de prendre en compte la situation particulière induite par la crise sanitaire, non reflétée dans les modèles existants. Pour l'établissement de ces correctifs, des approches différenciées ont été mises en place en fonction de la typologie de clients (résidentiels et entreprises suivant leurs secteurs d'activité).

Sur les clients résidentiels, l'appréciation de l'augmentation du risque de crédit reste modérée à ce stade (la majeure partie du portefeuille étant en prélèvement automatique, sans constatation à ce stade d'augmentation de rejets de prélèvement, des actions de soutien aux clients rencontrant des difficultés étant par ailleurs mises en place). Des correctifs ont toutefois été apportés, d'une part, au travers d'une augmentation des taux de provisionnement sur toutes les créances douteuses générées depuis le début de la crise sanitaire et considérées comme étant plus à risque de passer en irrécouvrables que les créances de moins de 12 mois des années précédentes ayant servi à caler les matrices de taux de provision en vigueur, et, d'autre part, au travers d'une augmentation du taux de provisionnement des créances courantes, en se basant notamment sur une étude INSEE d'octobre 2020 relative aux conséquences économiques du confinement sur la situation financière des ménages et prenant en compte les perspectives d'augmentation du taux de chômage en France en lien avec la crise sanitaire. Sur les clients entreprises, sur le haut de portefeuille (grands clients), le suivi au cas par cas réalisé notamment en s'appuyant sur des notations financières externes, n'a pas révélé d'augmentation matérielle du risque de crédit. Sur le bas et milieu de portefeuille (TPE, PME), un correctif sur les matrices de provisionnement sur les secteurs d'activité jugés les plus à risque de ce portefeuille a été effectué afin de refléter une hausse jugée probable du taux de défaillance (en se basant notamment sur des prévisions macroéconomiques externes, comme par exemple les publications des sociétés d'assurance-crédit de type Coface ou Euler Hermes). Il est à noter qu'à la date de la clôture, les données disponibles tendent plutôt à montrer une diminution du nombre de défaillances constatées d'entreprises en 2020 par rapport à l'année précédente, attribué à un « effet retard ». Les taux prévisionnels de défaillance retenus à la clôture intègrent ainsi un risque jugé probable de dégradation en 2021.

Affacturage des créances clients

EDF a recours à des programmes de cessions de créances commerciales sans recours. Les cessionnaires des créances entrées dans le programme n'ont pas cherché à renégocier des clauses contractuelles qui remettraient en cause le caractère sans recours de ces contrats.

Contentieux ARENH – Force majeure

La crise sanitaire liée au Covid-19 et les mesures d'urgence prises par les pouvoirs publics à partir du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de la consommation d'électricité des clients non résidentiels qui affecte l'ensemble des acteurs du marché, dont EDF.

Confrontés à cette baisse de la consommation d'électricité, certains fournisseurs ont souhaité revenir sur leurs engagements contractuels et ont invoqué le bénéfice de la force majeure pour réduire les volumes qu'ils avaient achetés à EDF en novembre 2019 dans le cadre du dispositif ARENH.

Confortant la position adoptée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 26 mars dernier, le Conseil d'État avait rejeté le 17 avril le recours en référé déposé par deux associations de fournisseurs d'énergie, considérant qu'il n'était pas établi que les pertes subies par les fournisseurs concernés seraient « d'une ampleur telle qu'elles mettent en péril (...) leur survie à horizon de quelques mois » et que « ces pertes auraient un tel effet dans le délai nécessaire au juge compétent pour statuer sur les demandes dont il a été saisi ».

Par la suite, les 20, 26 et 27 mai 2020, le Tribunal de Commerce de Paris, statuant en référé, a considéré que, s'agissant des contrats ARENH conclus avec Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, les conditions de la force majeure étaient réunies depuis les mesures d'urgence prises par les pouvoirs publics, entraînant la suspension des contrats ARENH de ces fournisseurs. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés. EDF a déposé un pourvoi en cassation contre cet arrêt de la Cour d'appel de Paris du 28 juillet 2020. Seule Total Direct Énergie demeure partie à l'instance qui est en cours.

Le 2 juin 2020 [(1)], EDF avait par ailleurs, notifié la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et Total Direct Énergie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette décision avait été prise à titre conservatoire afin de préserver les droits d'EDF.

Cette résiliation a été contestée devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1er juillet 2020 et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF à l'égard de Total Direct Énergie. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé la décision du juge des référés, rétablissant les effets de la résiliation notifiée par EDF le 2 juin 2020.

(1) Cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 : EDF a notifié à trois fournisseurs d'énergie la résiliation de leur contrat ARENH.

Dans l'intervalle, les trois fournisseurs ayant notifié mi-juin à EDF la levée de la force majeure, les livraisons d'ARENH avaient repris. La CRE n'ayant pas fait droit à la demande d'EDF de procéder à l'interruption des livraisons d'ARENH à Total Direct Énergie pour la fin de l'année 2020 en application de la décision de la Cour d'appel de Paris du 19 novembre, EDF a saisi le Conseil d'État d'un recours pour excès de pouvoir le 10 décembre 2020, en vue d'obtenir l'annulation de la décision de la CRE.

Au final, la suspension des livraisons aux trois fournisseurs pendant environ 15 jours (entre l'ordonnance rendue fin mai par le Tribunal statuant en référé et la notification de la levée force majeure par les fournisseurs) et la poursuite des livraisons à Total Direct Énergie fin décembre a représenté pour EDF un manque à gagner évalué à quelques dizaines de millions d'euros (lié à l'effet prix sur les volumes vendus au prix de marché à cette période plutôt qu'au prix de l'ARENH).

Fin septembre 2020, une nouvelle procédure en référé a été introduite par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui aurait été poursuivie par EDF de manière illicite, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de Commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement aux différentes procédures de référé précitées, des procédures au fond ont été initiées devant le Tribunal de Commerce de Paris par plusieurs demandeurs d'ARENH en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Ces procédures sont en cours.

2.1.3 Immobilisations corporelles

Les investissements corporels et incorporels bruts se sont élevés à 5 848 millions d'euros en 2020 (voir tableau de flux de trésorerie) pour un niveau de 6 365 millions d'euros en 2019, soit une diminution de 517 millions d'euros. Au sein de ces montants d'investissements, la production immobilisée s'élève à 1 243 millions d'euros en 2020 contre 1 329 millions d'euros en 2019.

La crise sanitaire a eu un effet globalement modéré à l'échelle d'EDF s'agissant du niveau des investissements corporels et incorporels bruts en 2020 par rapport à 2019.

En effet, dans le cadre de la mise en place du confinement et des mesures barrières, des chantiers ont été arrêtés et reportés, d'autres ont été maintenus mais fortement ralentis, avec une reprise variable en rythme et en intensité, au cours du deuxième semestre, en fonction des domaines d'activités. Par ailleurs, certains travaux, notamment d'ingénierie, ont pu être conduits à distance.

D'autre part, les nouvelles mesures sanitaires mises en place ont engendré des coûts additionnels principalement liés à la réalisation d'activités complémentaires de protection, ainsi qu'à une tension sur les ressources externes dans certains métiers, et à l'allongement de la durée de réalisation de certaines opérations (respect des gestes barrières, limitation des effectifs sur site…). Les coûts supplémentaires directement attribuables au maintien des chantiers et à l'achèvement des différents actifs ont été immobilisés. Il n'a pas été identifié au 31 décembre 2020 d'effet significatif de sous-activité susceptible d'avoir été capitalisé. Les frais de démobilisation puis de remobilisation associés à ces chantiers arrêtés et reportés sont constatés en charges.

La diminution des investissements bruts entre 2019 et 2020 est de 517 millions d'euros et s'explique principalement par des conséquences non liées à la crise sanitaire. En effet, en lien avec la crise sanitaire :

- le parc nucléaire en exploitation a connu des décalages d'arrêts de tranches, mais a contrario un allongement des durées d'arrêt, et ainsi un renchérissement de ceux-ci. Le 29 octobre 2020, EDF a communiqué un coût réajusté de son programme Grand Carénage d'ici à 2025, cette nouvelle estimation intégrant essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener dans le cadre des quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW, ainsi que la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance, tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur 2020-2022 ;
- les chantiers hydrauliques ont été arrêtés sauf contrainte de sûreté ou de sécurité (ou finalisation de chantiers indispensables) à partir du 17 mars 2020 et ont repris à partir de mi-avril pour revenir à un rythme quasi normal depuis la fin mai ;
- une majorité des travaux d'ingénierie nucléaire a pu être conduite à distance ;
- du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement. Les travaux sur site dans le cadre du projet Flamanville 3 ont progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020 ; au vu de l'activité du deuxième semestre, la crise sanitaire a finalement eu un impact non significatif sur le niveau d'investissements de Flamanville 3 en 2020 par rapport à 2019, les surcoûts exceptionnels en lien avec la réparation des soudures de traversée étant par ailleurs enregistrés en charges d'exploitation (voir note 8 et note 10).

2.1.4 Provisions

Règlement des écarts financiers lié au mécanisme de capacité

Compte tenu de la revue significative à la baisse de l'estimation de production d'électricité d'origine nucléaire en France pour l'année 2020 effectuée sur le premier semestre 2020, et au vu des résultats de l'enchère de capacité du 25 juin 2020, EDF considérait probable, lors de l'arrêté des états financiers résumés au 30 juin 2020, d'être appelé au règlement financier des écarts au titre de l'année de livraison 2020 et avait donc provisionné 137 millions d'euros à ce titre au 30 juin 2020 (se référer aux notes 1.3.1 et 3.6 pour le fonctionnement du mécanisme de capacité en France). Le niveau de production nucléaire finalement réalisé sur 2020, en particulier la disponibilité des moyens de production d'EDF pendant les jours de pointe du deuxième semestre 2020, a conduit à reprendre cette provision sur le deuxième semestre 2020, les obligations d'EDF au titre du mécanisme de capacité étant remplies.

Provisions pour contrats onéreux

EDF a mis à jour ses provisions pour contrats onéreux (principalement contrats d'achats de gaz et certains contrats clients) notamment pour prendre en compte l'évolution des scénarios de prix de marché (voir note 27). Aucun nouveau contrat onéreux significatif n'a été identifié.

Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement

À partir du 16 mars 2020, les chantiers de déconstruction ont été mis à l'arrêt. Sur les sites, seules les activités réglementaires obligatoires (surveillance de l'environnement, sûreté et sécurité des sites) ont été maintenues. Les activités avaient repris depuis le 11 mai 2020.

Le report temporaire de certaines activités de déconstruction sur site a conduit à enregistrer une augmentation des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement de 45 millions d'euros au 31 décembre 2020.

2.1.5 Autres éléments des actifs, passifs, charges et produits

Au-delà des éléments mentionnés dans les paragraphes précédents, la crise sanitaire n'a pas mis en évidence d'autres recours spécifiques à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et charges de l'exercice (autres que ceux décrits dans la note 1.2).

2.2 Développements dans le nucléaire

2.2.1 EPR de Flamanville 3

Rappels relatifs à l'exercice 2019

Le 11 avril 2019, EDF [1] a annoncé prendre connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture [2] de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

(1) Cf. communiqué de presse du 11 avril 2019.

(2) « L'exclusion de rupture » est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation ESPN. Elle implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Ce standard permet de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation.

L'ASN avait en effet réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) dans le cadre de son instruction de ces écarts :

- EDF avait remis à l'ASN le 3 décembre 2018 un dossier technique sur les modalités de réparation et de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal qui présentaient des écarts vis-à-vis de l'exigence d'exclusion de rupture ainsi que sur la démarche de justification spécifique pour les 8 soudures dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur ;
- ce dossier avait fait l'objet d'une instruction par l'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN ;
- c'est sur cette base que les discussions ont été menées en réunion du GP ESPN, en présence d'EDF qui a présenté l'historique des faits, leur analyse et les modalités de traitement des écarts. EDF s'est attachée à répondre à toutes les questions du Groupe Permanent pour l'instruction technique de ce dossier.

EDF a alors indiqué que les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction et qu'EDF poursuivrait ses échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui devait se prononcer quelques semaines plus tard sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

En conséquence, EDF avait indiqué qu'un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville serait effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Le 20 juin 2019 [1], EDF a annoncé prendre connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville.

Dans ce courrier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) demandait à EDF de reprendre les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture.

Le 26 juillet 2019 [2], EDF a annoncé que trois scénarios de remise à niveau des soudures de travesée étaient à l'étude et qu'après instruction détaillée des trois scénarios et échange avec l'ASN, EDF communiquerait dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût. EDF a alors indiqué que la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Ces travaux ont ensuite donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre 2019 à EDF [3] une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées présenté comme privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées, technologie développée pour le parc en exploitation et devant être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées, l'objectif étant que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourrait engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

Dans ce contexte, EDF a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville [4] .

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros [5] soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces surcoûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation et non en immobilisation et ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022.

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement (voir note 2.1) et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversée situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires sont concernées par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversée.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible. Une nouvelle revue du projet sera réalisée en 2021.

2.2.2 EDF a réajusté le coût du programme Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. Estimé en 2015 à 55 milliards d'euros 2013 pour la période 2014-2025, il a fait l'objet d'optimisations et de reports et a été évalué en 2018 à 45 milliards d'euros 2013 soit 48,2 milliards d'euros courants pour cette même période 2014-2025.

Le 29 octobre 2020, EDF a réajusté le coût de ce programme à 49,4 milliards d'euros courants pour la période 2014-2025.

Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW, actuellement en cours. Il s'agit d'études, de modifications et d'équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intègre également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire sur la période 2020-2022 (voir note 2.1).

Le programme Grand Carénage se poursuit avec 33 visites décennales réalisées sur les réacteurs 900 MW, 1 300 MW et 1 450 MW et 55 diesels d'ultime secours mis en exploitation sur 56.

La décision de l'ASN fixant les prescriptions applicables aux réacteurs de 900 MW au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique est attendue pour fin février 2021.

(1) Cf. communiqué de presse du 20 juin 2019.

(2) Cf. communiqué de presse du 26 juillet 2019.

(3) Cf. communiqué de presse du 9 octobre 2019.

(4) La problématique de l'écart au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome (procédé de traitement thermique de détensionnement de soudures par résistance électrique – TTD) concerne notamment les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur du réacteur EPR de Flamanville 3.

(5) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

2.3 EDF a mis en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère)

EDF a mis en service la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet (Isère), plus grand chantier hydroélectrique en France, après dix années de travaux. La nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet, d'une puissance de 97 mégawatts, permet d'augmenter de 40 % la production d'hydroélectricité sur le même tronçon de rivière (la Romanche). Cet ouvrage illustre la volonté de développer l'hydroélectricité, première des énergies renouvelables électriques en France et en Europe. Il produira l'équivalent de la consommation électrique annuelle des villes de Grenoble et de Chambéry – soit 230 000 habitants – à partir d'une source d'énergie décarbonée et renouvelable.

La centrale hydroélectrique, composée d'un nouveau barrage et d'une nouvelle centrale entièrement souterraine, au cœur de la montagne, remplace 6 anciennes centrales et 5 anciens barrages. Cet aménagement s'intègre dans le paysage de la vallée de la Romanche tout en préservant l'environnement et la biodiversité. Les berges du barrage ont été renaturées avec la plantation d'espèces locales cueillies dans un rayon de 25 kilomètres autour du barrage afin d'éviter la prolifération de plantes invasives.

Le chantier de construction représente un investissement de 408 millions d'euros comptabilisé en immobilisations corporelles du domaine concédé (voir note 16 renvoi (2)).

2.4 Opérations de financement

2.4.1 Émission d'obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCÉANEs)

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros (soit avec une prime d'émission de 169 millions d'euros). Ses principales caractéristiques sont les suivantes :

(en millions d'euros)	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANEs Vertes (voir renvoi (1) note 33)	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

Les obligations ont été émises à un prix de 11,70 euros, *i.e.* 107,00 % de leur valeur nominale, soit un rendement annuel brut de - 1,68 %. La valeur nominale des obligations a été fixée à 10,93 euros, faisant ressortir une prime de conversion de 32,5 % par rapport au cours de référence de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext à Paris (« Euronext Paris »)[(1)].

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations est d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

Ces obligations sont cotées sur Euronext Access™ d'Euronext à Paris.

2.4.2 Émissions d'obligations hybrides

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé deux émissions d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant nominal total de 2,1 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros avec un coupon initial de 2,875 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 décembre 2026 ;
- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 1,250 milliard d'euros avec un coupon initial de 3,375 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 juin 2030.

Ces émissions sont comptabilisées en autres fonds propres (voir note 25).

La Société peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations hybrides au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 6,5 ans (avec une première date de révision en mars 2027) pour les obligations hybrides à 6,5 ans et dans 10 ans (avec une première date de révision en septembre 2030) pour les obligations hybrides à 10 ans, et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Le règlement-livraison est intervenu le 15 septembre 2020, date à laquelle les obligations hybrides ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Ces émissions marquent l'attachement de la Société au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital. Les fonds levés par les obligations hybrides sont utilisés pour les besoins généraux de la Société.

Les obligations hybrides sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

2.4.3 EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit de 200 millions d'euros indexée sur les critères ESG

Le 30 octobre 2020, EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit renouvelable de 200 millions d'euros dont le coût sera indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») d'EDF en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2 d'EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outil de suivi en ligne de leur consommation.

Les indicateurs de performance choisis traduisent les principaux engagements environnementaux d'EDF dont notamment la réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre (CO_2) à l'horizon 2030 en vue de la neutralité carbone en 2050 et l'électrification de la totalité de la flotte automobile d'EDF également à l'horizon 2030.

(1) Le cours de référence est égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action EDF constatés sur Euronext Paris depuis le lancement de l'émission ce jour jusqu'à la fixation des modalités définitives (pricing) des obligations ce même jour, soit 8,2465 euros.

Note 3 Évolutions réglementaires en France

3.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, publié au Journal officiel le 23 avril. Les évolutions par rapport aux projets de PPE publiés le 25 janvier 2019 puis le 20 janvier 2020 ont essentiellement porté sur les énergies renouvelables. La PPE fixe l'objectif de doubler la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017 et d'augmenter les capacités d'éolien en mer avec 6 nouveaux appels d'offres sur la première période de la PPE. La stratégie d'EDF s'inscrit pleinement dans cette ambition.

Concernant la réduction de la production d'électricité nucléaire, outre la fermeture sur le premier semestre 2020 des deux réacteurs de Fessenheim (voir note 5), douze réacteurs devront être fermés d'ici 2035. Ces réacteurs seront arrêtés à l'échéance de leur 5e visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et 2028 (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site. À la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indique que le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires. EDF est pleinement mobilisé dans l'instruction et la préparation de ce dossier sur l'ensemble de ses composantes, en lien avec les pouvoirs publics.

L'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à ré-estimer les provisions nucléaires au 30 juin 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires au 31 décembre 2020 (principalement sur les provisions pour déconstruction) (voir note 28). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations sur le deuxième semestre, sans impact significatif sur les comptes d'EDF (voir note 1.2.1).

En ce qui concerne la centrale de Fessenheim, la mise à l'arrêt a été réalisée, pour le premier réacteur le 22 février 2020 et le second le 30 juin 2020, conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 qui abroge l'autorisation d'exploiter la centrale (voir note 5).

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le Gouvernement a lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les contrats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement. Ce projet de régulation, qui remplacerait l'ARENH, imposerait à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixés, ainsi que les objectifs de sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, EDF a contribué à cette consultation qui s'est achevée le 17 mars 2020.

Dans ce contexte, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Le 7 juillet 2020, lors d'une audition devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, le Président de la CRE Jean-François Carenco a indiqué que la CRE avait rendu au Gouvernement son rapport sur le coût du nucléaire en France. La CRE a également présenté les conclusions de son rapport devant la Direction générale de la Concurrence de la Commission européenne le 16 juillet 2020.

Les termes et conditions d'une nouvelle régulation du nucléaire existant sont en cours d'instruction entre le Gouvernement français et la Commission européenne.

3.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRV) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix d'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRV au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

La loi Énergie et Climat qui organise la fin partielle des TRV pour les clients non résidentiels, de même que les arrêtés associés, sont présentés dans la note 3 des comptes sociaux au 31 décembre 2019.

L'année 2020 a été marquée par la mise en œuvre des textes de loi, en particulier en termes :

- d'identification de l'éligibilité ou non des clients au TRV ;
- de la mise à disposition de données auprès des autres fournisseurs ; et
- d'informations auprès des clients non éligibles sur la date de fin de leur contrat au TRV et leur obligation de signer auprès du fournisseur de leur choix une offre de marché prenant effet au plus tard le 1er janvier 2021. À défaut, ces clients acceptent la bascule automatique dans une offre de marché validée par la CRE chez leur fournisseur actuel.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 16 janvier 2020, la CRE a proposé une augmentation des TRV bleu résidentiels et non résidentiels de 2,4 % TTC (soit une hausse de 3,0 % HT pour les TRV bleu résidentiels et de 3,1 % HT pour les TRV bleu non résidentiels). Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du niveau d'écrêtement de l'ARENH pour l'année 2020, de l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en Certificats d'Économie d'Énergie, et enfin du rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRV constaté pendant l'année 2019. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 29 janvier 2020, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2020 et mises en œuvre à compter du 1er février 2020.

Dans une délibération du 2 juillet 2020, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2020 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 1,54 % TTC (soit 1,82 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 1,58 % TTC (soit 1,81 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition de la CRE a été confirmée par une décision tarifaire du 29 juillet 2020, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2020 et mise en œuvre le 1er août 2020.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRV des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et à l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1er février 2021.

TURPE 5 *bis* Distribution (prestations d'acheminement au sein des consommations de l'exercice en provenance de tiers)

Le 25 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du TURPE HTA-BT au 1er août 2019. L'évolution moyenne des grilles tarifaires a été de + 3,04 % au 1er août 2019, dont + 1,61 % au titre de l'inflation, + 1,45 % au titre de l'apurement du CRCP et - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1er août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

3.3 Commissionnement fournisseur

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une délibération le 18 janvier 2018, reprenant les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle que ces derniers effectuent pour leur compte auprès des clients en contrat unique.

Cette délibération confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 euros au lieu de 6,80 euros par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

3.4 Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Un décret et un arrêté ministériels définissent une formule normative de calcul de cette péréquation applicable aux différents gestionnaires de réseau de distribution dont SEI au sein d'EDF.

La CRE a publié ses délibérations du 23 juillet 2020 fixant la dotation définitive au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité pour SEI, Électricité de Mayotte et Gérédis, les 3 opérateurs ayant choisi l'option basée sur l'analyse de leurs comptes par la CRE. La dotation s'élève ainsi à 198,5 millions d'euros pour SEI au titre de 2020.

3.5 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2019, la loi de finances initiale pour 2020 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2020 :

- un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » doté d'un montant de 6,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et marginalement de biogaz pour l'ensemble des opérateurs ainsi qu'au paiement de la dernière annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,7 milliards d'euros pour compenser notamment les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés *via* le budget général.

À noter que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN pour l'électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (TSS pour le gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service public de l'énergie ». EDF a supporté en 2019 et 2020 des charges de solidarité au titre du fonds de solidarité logement et au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public était, en 2020, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondaient aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, étaient inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoyait que le CAS soit abondé par les deux recettes suivantes : une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), ce deuxième objet constituant

l'essentiel du financement. La loi de finances pour 2020 a substitué à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrent les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie. La loi de finances initiale 2020 prévoit d'ailleurs la suppression de ce CAS dès 2021, les charges associées seront financées directement par le budget général ;

- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, soit les charges de précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie – sont inscrites directement au budget général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2020.

Par ailleurs, la quatrième loi de finances rectificative pour 2020 a ajusté à la hausse les compensations à verser par l'État en 2020 concernant :

- d'une part, les charges de service public au titre de 2019 (écart total observé entre la reprévision des charges 2019 vu de juillet 2019 et le réalisé 2019 vu de juillet 2020) ;
- d'autre part, les charges de service public au titre de 2020 (écart partiel entre la prévision initiale de juillet 2019 pour 2020 et la reprévision de juillet 2020 pour 2020).

Ces charges ont en effet augmenté en raison de l'augmentation de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de l'année 2020 s'élève à 8 081 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 732 millions d'euros (dont 5 333 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 399 millions d'euros au titre du budget général).

Sur la base d'une créance de 1 647 millions d'euros au 31 décembre 2019, la créance d'exploitation au 31 décembre 2020 s'élève ainsi à 1 974 millions d'euros que l'État doit à EDF. Un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances 2020 votée fin 2019, loi qui prévoit la suppression du CAS dès 2021.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié le 17 juillet 2020 sa délibération n° 2020-177 du 15 juillet 2020 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2021 (8 104 millions d'euros), la reprévision des charges au titre de 2020 (8 122 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2019 (7 585 millions d'euros).

3.6 Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Au vu des risques induits par la crise sanitaire sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'hiver 2020-2021 et pour maximiser l'utilité et l'efficacité du mécanisme de capacité, RTE a adapté exceptionnellement certaines modalités et allégé certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité (notamment, suppression des frais de rééquilibrage à la hausse ou de certification tardive).

Dans ce contexte, RTE a communiqué une synthèse des éléments de transparence disponibles le 18 septembre 2020 sur le mécanisme de capacité pour permettre aux acteurs d'apprécier la situation sur l'équilibre entre l'offre et la demande en garanties de capacité sur le mécanisme pour les prochaines années.

En outre, RTE a proposé deux nouvelles sessions de rééquilibrage pour l'année 2020 et apporté des évolutions à l'Appel d'Offres Effacement 2021 pour le rendre plus attractif : les volumes proposés et retenus ont doublé, une prime a été ajoutée pour les capacités en mesure d'être présentes dès novembre 2020.

L'année 2020 a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de la moindre disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19 (voir note 2.1).

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018, 2019 et 2020 se sont ainsi respectivement établis à 10,0 €/kW, 9,3 €/kW, 17,4 €/kW et 19,5 €/kW. Pour l'année de livraison 2021, les six sessions de marché 2020 (mars, avril, juin, septembre, octobre, décembre) ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 19,5 €/kW, 19,2 €/kW, 47,4 €/kW, 29,5 €/kW, 32,7 €/kW, et 39,1 €/kW.

L'année de livraison 2022 a été également ouverte aux enchères en 2020. Les quatre sessions de marché ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 16,6 €/kW, 38,9 €/kW, 18,1 €/kW et 18,2 €/KW.

3.7 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a relevé fortement le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économie d'énergie (qui s'étendait initialement du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2020) : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, a augmenté la durée de la quatrième période, et comporte par ailleurs un chapitre relatif à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer fortement le nombre et l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant.

Pour répondre à ces obligations, EDF a mis tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aide à l'isolation, aide au remplacement d'une chaudière à fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur…).

À date, EDF estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats d'ici fin 2021 et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit en fin de période.

3.8 ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est un droit mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis janvier 2012 et comprend la livraison de l'électricité et est réputé intégrer des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals avait initialement été fixé à 100 TWh par an.

Par sa délibération n° 2020-277 du 12 novembre 2020, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2021. Cette décision dispose que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH au guichet de novembre 2020, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet.

Elle prévoit également que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseaux qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Selon la méthode proposée par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération n° 2020-002 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit ainsi à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

Le décret n° 2020-1414 du 19 novembre 2020 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie relative à l'ARENH et à la compensation des charges de service public de l'énergie, en précisant les modalités de répartition, entre les fournisseurs et EDF, du complément de prix acquitté au titre de l'ARENH et en confiant à la CRE la définition des modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond. Ce même décret a modifié les dispositions relatives au défaut de paiement en disposant que, dès la première cessation de transfert d'électricité au titre de l'ARENH pour défaut de paiement, l'acheteur ne peut à nouveau bénéficier de la cession de produits au titre de l'ARENH qu'après une durée d'un an.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH, initialement fixé à 100 TWh, à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020, permettant ainsi au Gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le volume ni le prix d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2021.

La demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2020 pour livraison 2021 s'est élevée à 146,2 TWh. En application du volume global maximal non modifié, le volume à livrer s'est établi à 100 TWh et la CRE a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,3 TWh).

Dans le contexte de crise sanitaire lié à la pandémie de Covid-19, la CRE a adopté, dans sa délibération n° 2020-071 du 26 mars 2020, des mesures en faveur des fournisseurs bénéficiant du dispositif ARENH consistant, d'une part, à supprimer la pénalité pour demande excessive d'ARENH (terme de complément de prix CP2 (1)) pour l'année 2020 et, d'autre part, à mettre en œuvre des modalités de report de paiement des factures ARENH aux fournisseurs qui en feraient la demande, selon les modalités prévues par l'ordonnance n° 2020-316 relative au paiement des factures du 25 mars 2020 et précisées par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

En outre, EDF a proposé des facilités de paiement supplémentaires aux fournisseurs de petite taille et en situation de fragilité, dont les modalités d'application ont été établies par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 2.1.

La CRE a proposé dans sa délibération n° 2020-315 du 17 décembre 2020 des évolutions au modèle d'Accord-cadre ARENH afin de tenir compte des modifications figurant dans le décret n° 2020-1414 et a également défini, par ses délibérations n° 2020-277 du 12 novembre 2020 et n° 2020-285 du 2 décembre 2020, les modalités de calcul et de répartition du complément de prix ARENH en cas d'atteinte du plafond.

Compte de résultat

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019
Ventes d'énergie*	**41 692**	**43 831**
dont électricité	37 456	38 392
dont gaz	4 236	5 439
Ventes de services et divers	**2 623**	**2 324**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**44 315**	**46 155**

* *Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.*

La variation du chiffre d'affaires observée en 2020 sur les ventes d'électricité est liée à des effets volumes défavorables dont :

- la baisse de la production nucléaire de 44,1 TWh, cette baisse étant liée aux effets directs et indirects de la crise sanitaire à hauteur de 32,9 TWh (voir note 2.1) ;
- la baisse de la demande d'électricité en lien avec la crise sanitaire Covid-19, celle-ci s'étant traduite par des ventes sur les marchés de gros réalisées à des prix plus bas ;
- un climat plus doux en 2020 qu'en 2019 ;
- l'évolution du portefeuille clients.

Ces effets sont partiellement compensés par des effets prix favorables sur les offres de marché et sur les ventes au tarif réglementé. S'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1er juin 2019 (+ 7,7 % sur les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels), au 1er août 2019 (+ 1,49 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 1,34 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1er février 2020 (+ 3,0 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,1 % sur les tarifs bleus non résidentiels) et au 1er août 2020 (+ 1,82 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 1,81 % sur les tarifs bleus non résidentiels).

Concernant le gaz, la diminution du chiffre d'affaires est principalement liée aux ventes réalisées avec EDF Trading dans un contexte de forte baisse des prix de marché en 2020.

Les ventes de services augmentent du fait de la hausse des produits de cessions des certificats de capacité. En effet, l'année 2020 a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin (voir note 3.6).

L'impact estimé de la crise sanitaire Covid-19 sur le chiffre d'affaires en 2020 est de (1 117) millions d'euros (voir note 2.1).

(1) Pénalités pour demande excessive d'ARENH.

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2020	2019
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**8 148**	**7 670**

CSPE

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 8 081 millions d'euros en 2020 (7 662 millions d'euros en 2019). La variation s'explique principalement par la hausse de la subvention au titre des obligations d'achat du fait de la baisse des prix de marché de l'électricité observée au cours du 1er semestre 2020 et par l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque (+ 8 %) et éolienne (+ 5 %).

Fermeture de la centrale de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorité d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectuées sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020.
  Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés dans le résultat d'exploitation. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2020 :

- des charges à hauteur de 113 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 42 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 43 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 28 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 50 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

L'impact estimé de la crise sanitaire Covid-19 sur les subventions d'exploitation en 2020 est de (37) millions d'euros et s'explique par la diminution des surcoûts d'achats d'énergie et de production dans les territoires insulaires (ZNI) en lien avec la baisse de la consommation d'électricité.

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	*Notes*	2020	2019
Reprises sur provisions pour risques *	***27***	**387**	**552**
Pensions et obligations assimilées	*30*	795	826
Gestion du combustible nucléaire usé	*28*	744	890
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*28*	246	261
Déconstruction des centrales nucléaires	*28*	181	141
Derniers cœurs	*28*	99	-
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		30	35
Autres provisions pour charges		88	187
Reprises sur provisions pour charges		**2 183**	**2 340**
Reprises sur dépréciations		**253**	**387**
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION		**2 823**	**3 279**

* *Dont, en 2020, une reprise de provision de 117 millions d'euros (184 millions d'euros en 2019) correspondant aux coûts anticipés fin 2018 sur le contrat long terme de réservation de capacité de regazéification de GNL Dunkerque LNG.*

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2020	2019
Autres produits d'exploitation	745	753
Transferts de charges	101	96
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**846**	**849**

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2020	2019
Achats consommés de combustibles [(1)]	3 269	3 498
Achats d'énergie [(2)]	16 783	18 232
Achats de services et autres achats consommés de biens [(3)]	16 161	16 360
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**36 213**	**38 090**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire et matières fissiles principalement, gaz dans une moindre mesure, et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ils diminuent compte tenu de la baisse de la production nucléaire en 2020 et de la diminution des achats de gaz pour les Cycles Combinés Gaz (CCG).

Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1) :

- *au 31 décembre 2020, le volume des émissions s'élève à 5 millions de tonnes (6 millions de tonnes au 31 décembre 2019) ;*
- *en 2020, EDF a restitué 6 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2019 (8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2018).*

(2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La baisse des achats d'énergie s'explique principalement par la diminution des achats d'électricité et de gaz sur les marchés.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services augmentent de 285 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2020, 383 millions d'euros de coûts supplémentaires liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 16 renvoi (4)).

L'impact estimé de la crise sanitaire Covid-19 sur les consommations de l'exercice en provenance de tiers en 2020 est de (463) millions d'euros (voir note 2.1).

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2020	2019
Impôts et taxes sur rémunérations *	169	144
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 242	1 246
Contribution Économique Territoriale	500	524
Taxes foncières	469	453
Autres impôts et taxes	314	307
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 694**	**2 674**

* *Dans le cadre de la réforme de la taxe d'apprentissage et de la contribution formation induite par la loi n° 2018-771 du 5 septembre 2018, par dérogation, la taxe d'apprentissage n'était pas due sur les rémunérations versées en 2019.*

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2020	2019
Salaires et traitements	3 694	3 654
Charges sociales	2 745	2 799
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 439**	**6 453**

L'impact estimé de la crise sanitaire Covid-19 sur les charges de personnel en 2020 est de 68 millions d'euros (voir note 2.1).

Hors impact de la crise sanitaire, la diminution des charges de personnel résulte principalement de la baisse des effectifs.

Les charges de personnel comprennent, en 2020, 26 millions d'euros de coûts supplémentaires liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 16 renvoi (4)).

	2020			2019
	Cadres	Non-cadres	Total	Total
Statut IEG	27 187	31 050	58 237	59 349
Autres	1 972	2 253	4 225	4 181
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**29 159**	**33 303**	**62 462**	**63 530**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations d'exploitation

11.1 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2020	2019
Sur immobilisations incorporelles	296	266
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre (1)	3 925	3 401
• du domaine concédé (2)	292	282
Dotations aux amortissements des immobilisations	**4 513**	**3 949**
Autres dotations aux amortissements	**25**	**26**
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**4 538**	**3 975**

(1) Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1er juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1er avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust. La date pour Cordemais est susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions sur ce projet, qui est toujours en cours d'examen en lien avec les pouvoirs publics. Cette modification des dates de fin d'amortissement conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 245 millions sur l'année 2020 (139 millions d'euros en 2019).

(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.

11.2 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	*Notes*	2020	2019
Provisions pour risques (1)	***27***	**720**	**656**
Pensions et obligations assimilées	*30*	798	674
Gestion du combustible nucléaire usé	*28*	625	535
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*28*	107	189
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	*28*	133	105
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		-	2
Autres provisions		210	112
Provisions pour charges		**1 873**	**1 617**
Dépréciations (2)		**383**	**342**
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		**2 976**	**2 615**

(1) La dotation au 31 décembre 2020 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes d'énergies.

(2) La variation de la dotation porte principalement sur la dépréciation des créances clients en lien notamment avec la crise sanitaire Covid-19 (voir note 2.1).

Note 12 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 2 738 millions d'euros en 2020 (2 241 millions d'euros en 2019) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

L'évolution des autres charges d'exploitation s'explique notamment par le renchérissement des coûts liés aux CEE et par l'augmentation des compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergie renouvelable.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)		2020		2019
Produits financiers de participations [1]		1 782		1 427
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [2]		638		757
Charges et produits d'intérêts et assimilés		**(1 408)**		**(1 483)**
● *Charges sur dettes financières long terme après couvertures*	*(1 717)*		*(1 822)*	
● *Autres*	*309*		*339*	
Résultat de change		(232)		(145)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		(106)		(70)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :		**(3 177)**		**(2 187)**
● *Charge d'actualisation avantages au personnel*	*(395)*		*(614)*	
● *Charge d'actualisation provisions nucléaires [3]*	*(2 558)*		*(1 988)*	
● *Provision sur TIAP [4]*	*(49)*		*550*	
● *Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges*	*535*		*485*	
RÉSULTAT FINANCIER		**(2 503)**		**(1 701)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- *Enedis (508 millions d'euros en 2020 et 556 millions d'euros en 2019) ;*
- *C3 Holding détenant EDF Investissements Groupe (149 millions d'euros en 2020 et 156 millions d'euros en 2019) ;*
- *EDF Holding (société détenant EDF Trading) (443 millions d'euros en 2020 sans équivalent en 2019) ;*
- *PEI (94 millions d'euros en 2020 et 88 millions d'euros en 2019) ;*
- *EDF Immo (72 millions d'euros en 2020 et 241 millions d'euros en 2019) ;*
- *CTE (184 millions d'euros en 2020 et 157 millions d'euros en 2019) ;*
- *EDEV (72 millions d'euros en 2020 et 38 millions d'euros en 2019) ;*
- *Framatome (47 millions d'euros en 2020 et 36 millions d'euros en 2019).*

(2) En 2020, ce poste intègre un produit de 6 millions d'euros (24 millions d'euros en 2019) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) En 2020, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires augmente sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation réel plus importante que sur la période comparée (2,1 % au 31 décembre 2020, 2,3 % au 31 décembre 2019 et 2,4 % au 31 décembre 2018) (voir note 28.5.1).

(4) La variation s'explique principalement par une évolution moins favorable des marchés financiers en 2020 comparée à 2019.

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2020, le résultat exceptionnel représente un produit net de 425 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 780 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 175 millions d'euros ;
- la dotation d'une provision pour contentieux fiscaux de (538) millions d'euros à la suite de la décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État (voir note 31). Pour la période 2008 à 2017, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2019, ce redressement réitéré chaque année représentait un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour Administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par une décision du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour.

Au 31 décembre 2019, le résultat exceptionnel représente un produit net de 547 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 619 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 144 millions d'euros.

Note 15 Impôts sur les bénéfices

15.1 Groupe fiscal

Depuis le 1er janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2020 comprend 267 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

15.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 406 millions d'euros au titre de l'exercice 2020 (605 millions d'euros de charge d'impôt en 2019).

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 435 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2020 ;
- une charge de 230 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 201 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF SA intègre dans ses positions latentes et différées, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
● Provisions non déductibles (1)	(16 589)	(14 704)	(1 885)
● Instruments financiers et écarts de conversion	(4 717)	(2 624)	(2 093)
● Autres	(529)	(595)	66
Total actif d'impôt – taux de droit commun	**(21 835)**	**(17 923)**	**(3 912)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
● Instruments financiers et écarts de conversion	2 224	2 256	(32)
● Autres	2 678	2 547	131
Total passif d'impôt – taux de droit commun	**4 902**	**4 803**	**99**
● Plus value en sursis d'imposition	-	-	-
● Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(25)	(15)	(10)
Total actif d'impôt – taux réduit	**(25)**	**(15)**	**(10)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(16 958)**	**(13 135)**	**(3 823)**
Créance future d'impôt au taux de droit commun (2)	4 510	3 369	1 141
Créance future d'impôt au taux réduit	4	2	2

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi. Elles intègrent également en 2020 les économies d'impôt latentes résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause dans le cadre des contentieux fiscaux en cours (voir note 14).

(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 25,82 %.

Bilan

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2020
Logiciels	2 109	309	34	2 384
Autres	282	5	2	285
Immobilisations incorporelles	**2 391**	**314**	**36**	**2 669**
Terrains	117	4	2	119
Constructions et agencements de terrains	11 613	450	68	11 995
Tranches de production nucléaire (1)	61 160	4 027	1 750	63 437
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 410	314	317	13 407
Réseau du domaine propre	1 071	54	-	1 125
Autres immobilisations corporelles	1 722	151	135	1 738
Immobilisations corporelles du domaine propre (2)	**89 093**	**5 000**	**2 272**	**91 821**
Terrains	48	-	-	48
Constructions et agencements de terrains	10 248	550	12	10 786
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 669	158	14	1 813
Réseau du domaine concédé	3 019	156	22	3 153
Autres immobilisations corporelles	20	-	-	20
Immobilisations corporelles du domaine concédé (3)	**15 004**	**864**	**48**	**15 820**
Immobilisations corporelles (4)	17 756	5 056	5 381	17 431
Immobilisations incorporelles (4)	926	578	315	1 189
Avances et acomptes versés sur commandes	3 030	-	10	3 020
Immobilisations en cours	**21 712**	**5 634**	**5 706**	**21 640**
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES (5)	**128 200**	**11 812**	**8 062**	**131 950**

(1) La variation sur les tranches de production nucléaire en 2020 s'explique notamment par la sortie des actifs de contrepartie de Fessenheim liée à la mise à l'arrêt définitif de la centrale sur le 1er semestre 2020.

(2) Les immobilisations corporelles du domaine propre comprennent la mise en service en 2019 de 35 Diesels d'Ultime Secours (DUS) pour 1 224 millions d'euros et la mise en service en 2020 de 20 DUS pour 645 millions d'euros, conformément au calendrier agréé par l'ASN.

(3) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique. La mise en service de la centrale hydroélectrique de Romanche Gavet (Isère) pour 408 millions d'euros est comptabilisée en immobilisations corporelles du domaine concédé (voir note 2.3).

(4) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de grand carénage. Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 538 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir note 3.1). L'impact estimé lié à la crise sanitaire Covid-19 sur les investissements de l'année 2020 est estimé à (113) millions d'euros.

(5) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2020 est de 11 830 millions d'euros (soit 11 570 millions d'euros en immobilisations en cours et 260 millions d'euros en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 466 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 691 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 672 millions d'euros. Le montant des amortissements au 31 décembre 2020 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 78 millions d'euros.*

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indique que selon ses calculs, aux coûts de construction communiqués par EDF de 12,4 milliards d'euros$_{2015}$ s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros$_{2015}$, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers qui, en normes françaises, sont comptabilisés en charges. Comme indiqué ci-dessus, les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2020. Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Elles sont comptabilisées en charges et s'élèvent sur l'année 2020 à 409 millions d'euros dont 383 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 8 renvoi (3)) et 26 millions d'euros de charges de personnel (voir note 10).

* Pas de capitalisation des intérêts dans les comptes sociaux.

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2020
Logiciels	1 175	283	32	1 426
Autres	130	12	2	140
Immobilisations incorporelles	**1 305**	**295**	**34**	**1 566**
Terrains et constructions	7 576	344	62	7 858
Tranches de production nucléaire *	41 534	2 895	2 271	42 158
Matériel et outillage industriel hors réseau	8 997	638	327	9 308
Réseau du domaine propre	532	31	-	563
Autres immobilisations corporelles	1 133	143	124	1 152
Immobilisations corporelles du domaine propre	**59 772**	**4 051**	**2 784**	**61 039**
Terrains et constructions	6 618	146	10	6 754
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 084	33	13	1 104
Réseau du domaine concédé	1 264	85	21	1 328
Autres immobilisations corporelles	10	1	-	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**8 976**	**265**	**44**	**9 197**
Immobilisations corporelles en cours	**94**	**25**	**35**	**84**
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	**70 147**	**4 636**	**2 897**	**71 886**

* *La variation des amortissements et dépréciations sur les tranches de production nucléaire en 2020 s'explique notamment par la sortie des actifs de contrepartie de Fessenheim liée à la mise à l'arrêt définitif de la centrale sur le 1er semestre 2020, et par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 sur les dépréciations d'actifs de contrepartie et sous-jacents pour les provisions adossées à des actifs.*

17.1 Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite en note 1.6, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2020. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation en cohérence avec sa stratégie industrielle. Il tient également compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MW telles qu'inscrites dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le test tient compte des dernières prévisions concernant Flamanville 3 (voir note 2.2.1), c'est-à-dire du calendrier ajusté, avec une date de chargement du combustible fin 2022, et de la ré-estimation du coût de construction à 12,4 milliards d'euros2015, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente, principalement liée aux surcoûts exceptionnels pour la réparation des soudures de traversée. Le test prend en compte l'enregistrement pour l'essentiel de ces coûts supplémentaires en charges d'exploitation.

Comme au 30 juin 2020, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en diminution par rapport au 31 décembre 2019, mais la marge du test reste significative par rapport à la valeur à tester. Le calcul de la valeur recouvrable prend notamment en compte au-delà du contexte macroéconomique défavorable (scénarios de prix à moyen terme et long terme, CMPC), la révision des hypothèses de production d'électricité et l'augmentation du coût du grand carénage, particulièrement en lien avec la crise sanitaire, conformément aux annonces faites par EDF, et à l'inverse, les effets favorables du plan de relance sur les impôts de production.

Les hypothèses structurantes du test restent en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2020	Montants cumulés au 31/12/2019
Participations [1]	60 006	59 479
Créances rattachées aux participations	51	53
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	24 347	22 350
Autres titres immobilisés	199	273
Créance CSPE [3]	-	684
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	16 422	12 026
Total valeur brute des immobilisations financières	**101 025**	**94 865**
Dépréciations des participations et créances rattachées	(712)	(578)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés [5]	(293)	(220)
Total dépréciations	**(1 005)**	**(798)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**100 020**	**94 067**

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- *la souscription à l'augmentation de capital d'EDF Pulse Croissance Holding à hauteur de 127 millions d'euros ;*
- *des prises de participations effectuées par EDF Invest dont :*
  - *la souscription au capital de C72 (société détenant Energy Assets Group (EAG)) pour un montant de 178 millions d'euros,*
  - *la souscription au capital de C76 (société détenant un parc éolien et un parc solaire aux États-Unis) pour un montant de 64 millions d'euros (voir note 38.2.5),*
  - *la souscription au capital de C80 (société détenant un parc éolien au Canada) pour un montant total de 74 millions d'euros (voir note 38.2.5),*
  - *la souscription au capital de C81 (société détenant des parcs éoliens au Portugal) pour un montant de 48 millions d'euros (voir note 38.2.5),*
  - *la souscription au capital de C66 (société détenant un actif immobilier en Allemagne) pour un montant de 25 millions d'euros,*
  - *la souscription au capital de C78 (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 18 millions d'euros.*

Au 31 décembre 2020, les titres de participation Framatome à hauteur de 75,5 % du capital sont valorisés pour un montant de 2 028 millions d'euros y compris frais d'acquisition.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes de 780 millions d'euros sur l'exercice 2020 (voir note 14). Ces plus-values nettes sont réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés.

(3) Cette créance était constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2015 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2020 s'élèvent à 690 millions d'euros y compris intérêts (1 399 millions d'euros en 2019) (voir note 3.5). Ces remboursements sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie. Au 31 décembre 2020, l'État a ainsi remboursé l'intégralité de la créance financière due à EDF.

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2020 est de 16 378 millions d'euros, dont 10 877 millions d'euros pour EDF International, 2 083 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 1 331 millions d'euros pour Dalkia, 931 millions d'euros pour Enedis et 643 millions d'euros pour PEI.

(5) La variation s'explique principalement par une évolution moins favorable des marchés financiers en 2020 comparée à 2019 ayant entraîné des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 13).

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2020	% du capital détenu	Capitaux propres 2019	Résultats de l'exercice 2019	Dividendes reçus en 2020	Chiffres d'affaires 2019
I. Filiales							
● **Sociétés Holdings**							
EDEV	6 891	-	100	6 366	76	72	n.s.
EDF International	25 930	-	100	18 042	(655)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	1 048	142	94	839
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 588	477	443	-
Société C3	11 196	-	100	11 483	157	149	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 488	76	72	-
EDF Group Support Services	n.s.	-	100	2	1	1	161
CTE*	2 705	-	50,1	5 298	313	184	-
C45	99	9	100	99	10	10	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	428	15	22	-
C73	143	12	100	143	n.s.	8	-
C74	123	12	100	123	n.s.	9	-
Autres	2 559	265	100	1 785	(44)	152	-
● **Sociétés industrielles et commerciales**							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	50	10	-	-	6
Dalkia France	967	140	99,9	446	(63)	-	2 207
Enedis	2 700	-	100	5 441	698	508	14 479
Framatome	2 028	-	75,5	2 549	132	47	2 159
Edvance	12	-	80	25	10	4	501
A l'étranger							
Emosson	14	14	50	129	-	-	32
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	97	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	n.s.	-	50	8	n.s.	n.s.	4
● **Autres (GIE EIFER)**	**130**	**125**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL I	**59 812**	**577**				**1 775**	

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).
** CTE : société détenant à 100 % RTE.*

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2020	% du capital détenu	Capitaux propres 2019	Résultats de l'exercice 2019	Dividendes reçus en 2020
I. Filiales						
Total I Report des filiales	**59 812**	**577**				**1 775**
II Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
● **Sociétés industrielles et commerciales**						
En France						
Trimet France	130	79	35	261	4	-
Dalkia Investissements	63	56	49,9	15	2	-
Total II.1	**193**	**135**				**-**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	111	5	n.s.
Total II.2	**1**	**-**				**-**
Total II	**194**	**135**				**-**
Total brut des filiales et participations	**60 006**	**712**				**1 775**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**59 294**					

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**22 350**	**22 246**	**24 816**	**24 347**	**24 195**	**27 148**

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2020, pour 24 195 millions d'euros d'actifs dédiés.

18.5 Actions propres

Le Conseil d'administration de la Société du 29 juillet 2020 a décidé de procéder à l'annulation des 3 697 507 actions autodétenues affectées à cet objectif avec effet au 30 septembre 2020, par imputation de la différence entre la valeur de rachat des actions annulées et leur valeur nominale sur les capitaux propres.

Cette décision d'annulation fait suite au programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 16 mai 2019 pour une durée de 18 mois sachant que ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme à la décision AMF n° 2018-01 du 2 juillet 2018.

Pour rappel, le Président-Directeur Général, agissant sur délégation du Conseil d'administration, avait décidé le 23 décembre 2019 de procéder, dans le cadre du programme de rachat autorisé par l'Assemblée générale, à la réaffectation de 3 646 913 actions EDF initialement affectées au contrat de liquidité ainsi que de 50 594 actions affectées à une offre réservée aux salariés de 2007, objectif devenu sans objet, soit un total de 3 697 507 actions à l'objectif de réduction de capital par annulation desdites actions.

L'opération décrite ci-dessus s'est traduite par l'annulation pour un montant de 36 millions d'euros des 3 646 913 actions comptabilisées dans la rubrique Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille « TIAP », et par l'annulation pour un montant de 2 millions d'euros des 50 594 actions comptabilisées dans la rubrique « Valeurs mobilières de placement » (voir note 21) ; soit un total de 38 millions d'euros au titre de l'opération d'annulation enregistré en diminution des capitaux propres sociaux de la Société (voir note 24).

	31/12/2019			Variation 2020 *	31/12/2020		
(en millions d'euros)	Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette		Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette
ACTIONS PROPRES	**61**	**(14)**	**47**	**(37)**	**10**	**-**	**10**

* *Dont (36) millions d'euros au titre de l'opération d'annulation des actions propres détaillée ci-dessus.*

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2020 s'élève à 830 000 actions pour une valeur nette de 10 millions d'euros.

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2020	Montants bruts au 31/12/2019
Créances rattachées à des participations	2	-	49	51	53
Créance CSPE	-	-	-	-	684
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	1 535	13 579 *	1 308	16 422	12 026
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**1 537**	**13 579**	**1 357**	**16 473**	**12 763**

* *Dont 9,95 milliards d'euros à EDF International correspondant notamment à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit de maturité 2022 et 2023.*

Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2020 Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	31/12/2019 Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 322	(33)	8 289	8 332	(4)	8 328
Autres matières premières	265	(32)	233	116	(20)	96
Autres approvisionnements (1)	1 963	(236)	1 727	1 533	(221)	1 312
En cours de production et autres stocks (2)	292	-	292	50	-	50
TOTAL STOCKS	**10 842**	**(301)**	**10 541**	**10 031**	**(245)**	**9 786**

(1) La hausse du stock « Autres approvisionnements » est notamment liée à l'augmentation du stock de certificats de capacité au 31 décembre 2020.
(2) La hausse des « En cours de production et autres stocks » s'explique principalement par l'augmentation du stock de CEE au 31 décembre 2020.

Note 20 Créances de l'actif circulant et disponibilités

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2020	Montants bruts au 31/12/2019
Avances et acomptes versés sur commandes	**375**	**127**	**221**	**723**	**694**
● Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 389	-	-	2 389	2 210
Factures à établir (1)	13 684	-	-	13 684	13 429
● Autres créances d'exploitation (2)	6 234	64	217	6 515	5 688
Créances d'exploitation	**22 307**	**64**	**217**	**22 588**	**21 327**
Instruments de trésorerie (3)	**823**	**368**	**623**	**1 814**	**2 672**
Disponibilités (4)	**5 364**			**5 364**	**4 714**
Charges constatées d'avance	**219**	**241**	**527**	**987**	**1 087**
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**29 088**	**800**	**1 588**	**31 476**	**30 494**

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2020.
(2) Elles comprennent 3 480 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 974 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 647 millions d'euros en 2019).
(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.
(4) Au 31 décembre 2020, les disponibilités incluent 821 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques et dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 33 renvoi (2)).

Note 21 Valeurs mobilières de placement

EDF a fait évoluer la présentation du tableau des valeurs mobilières de placement afin d'en améliorer sa lisibilité et sa compréhension. Ce changement, mis en œuvre de façon rétrospective sur l'exercice comparatif 2019, entraîne le regroupement des obligations en devises (soit 1 919 millions d'euros au 31 décembre 2020 et 2 687 millions d'euros au 31 décembre 2019), avec les obligations en euros sur une unique ligne « Obligations » pour les deux années visées. Au 31 décembre 2019, ces obligations en devises étaient présentées au sein du poste « Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement ».

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019	Variation de l'exercice
Actions propres	-	2	(2)
OPCVM [1]	2 443	410	2 033
TCN court terme en euros et en devises [2]	1 738	3 318	(1 580)
Obligations [2]	8 830	10 893	(2 063)
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	54	70	(16)
Total valeur brute	**13 065**	**14 693**	**(1 628)**
Dépréciations	**(4)**	**(3)**	**(1)**
TOTAL VALEUR NETTE	**13 061**	**14 690**	**(1 629)**

(1) L'augmentation des OPCVM s'explique principalement par le placement d'une partie des fonds reçus à l'occasion de l'émission d'obligations vertes (OCEANEs Vertes) dans l'attente de leur utilisation dans le cadre d'investissements dans les énergies renouvelables (voir note 2.4.1).

(2) La diminution des TCN et des obligations s'explique par la volonté de réduire le risque crédit et d'augmenter les actifs liquides (comptes à vue, OPCVM) pour faire face aux conséquences de la crise sanitaire Covid-19.

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019	Variation
Valeurs mobilières de placement	13 065	14 693	(1 628)
Disponibilités	5 364	4 714	650
Sous-total à l'actif du bilan	**18 429**	**19 407**	**(978)**
OPCVM en euros	(2 443)	(410)	(2 033)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(937)	(1 068)	131
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(801)	(2 250)	1 449
Obligations	(8 830)	(10 893)	2 063
Actions propres	-	(2)	2
Intérêts courus	(54)	(70)	16
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(13 065)**	**(14 693)**	**1 628**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(5 620)	(4 794)	(826)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	**(256)**	**(80)**	**(176)**
Élimination de l'incidence des variations de change			102
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(37)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			**(111)**

* *Voir tableau de flux de trésorerie.*

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie, sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C2, C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font quant à elles parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

Note 23 Écarts de conversion-actif

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2020 une perte de change de 872 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour un montant de 576 millions d'euros au 31 décembre 2020 (994 millions d'euros au 31 décembre 2019) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2020 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 296 millions d'euros (311 millions d'euros au 31 décembre 2019). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020) est comptabilisé en écarts de conversion actif. Il est reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert. Une charge d'un montant de 15 millions d'euros a été comptabilisée en résultat financier sur l'exercice 2020 à ce titre.

Note 24 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2018	**1 505**	**19 494**	**6 900**	**1 591**	**166**	**6 056**	**35 712**
Affectation du résultat 2018	-	5	1 103	(1 108)	-	-	-
Résultat 2019	-	-	-	1 593	-	-	1 593
Augmentation de capital au 18/06/2019	20	431	-	-	-	-	451
Distribution de dividendes	-	-	1	(483)	-	-	(482)
Augmentation de capital au 17/12/2019	27	403	-	-	-	-	430
Acompte sur dividendes	-	-	(458)	-	-	-	(458)
Autres variations	-	1	1	-	(7)	(121)	(126)
Situation au 31 décembre 2019	**1 552**	**20 334**	**7 547**	**1 593**	**159**	**5 935**	**37 120**
Affectation du résultat 2019	-	5	1 588	(1 593)	-	-	-
Résultat 2020	-	-	-	222	-	-	222
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Annulation d'actions propres*	(2)	(22)	(14)	-	-	-	(38)
Acompte sur dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	(1)	-	-	1	(149)	(149)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2020	**1 550**	**20 316**	**9 121**	**222**	**160**	**5 786**	**37 155**

* *Suite à la décision du Conseil d'administration d'EDF en date du 29 juillet 2020 de procéder à l'annulation de 3 697 507 actions autodétenues par imputation sur les capitaux propres pour un montant de (38) millions d'euros (voir note 18.5).*

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2020, le capital social s'élève à 1 549 961 789,50 euros, composé de 3 099 923 579 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,68 % par l'État, 14,94 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,36 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions autodétenues.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 Distributions de dividendes

Pour rappel, l'acompte pour dividende au titre de l'exercice 2019 était de 0,15 euro par action, décidé par le Conseil d'administration d'EDF le 19 novembre 2019 et mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 17 décembre 2019 pour un montant de 458 millions d'euros. L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 en actions. Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions s'élevait à 27 millions d'euros.

Dans le contexte de la crise sanitaire Covid-19 et afin de répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise, l'Assemblée générale du 7 mai 2020 a décidé que le dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 se limiterait au versement de l'acompte sur dividende 2019.

En outre, EDF n'a pas distribué d'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2020.

Note 25 Autres fonds propres

Au 31 décembre 2020, les autres fonds propres présentent un solde de 11 473 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement valorisés pour des montants nets des rachats de 4 336 millions d'euros et 3 309 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2018 valorisés pour un montant de 1 250 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2019 valorisés pour un montant de 497 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 081 millions d'euros (2 100 millions d'euros en nominal net de 19 millions d'euros au titre de la prime de remboursement) (voir note 2.4.2).

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée, s'élève à 512 millions d'euros au 31 décembre 2020 (549 millions d'euros au 31 décembre 2019). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture » (voir note 13).

Titres subordonnés à durée indéterminée :

(en millions de devises)

Date d'émission	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	267	EUR	8 ans	4,13 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
09/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Contre-valeur des biens	106	106
Écarts de réévaluation	790	815
Amortissement de caducité	324	280
Concessions d'énergie hydraulique	**1 220**	**1 201**
Contre-valeur des biens	1 918	1 839
Financement du concessionnaire non amorti	(1 219)	(1 157)
Amortissement du financement du concédant	354	344
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	9	7
Concessions de Distribution Publique*	**1 062**	**1 033**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 282**	**2 234**

* *Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).*

Note 27 Provisions pour risques

		Dotations		Reprises			Autres	
(en millions d'euros)	31/12/2019	Exploitation [1]	Financières [2]	Suite à utilisation [1] [3]	Provision sans objet [1]	Financières		31/12/2020
Provisions pour pertes de change [4]	768	-	28	-	-	(284)	-	512
Provisions pour contrats déficitaires [3]	1 616	590	375	(259)	(89)	-	-	2 233
Autres provisions pour risques	304	130	-	(32)	(7)	-	-	395
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**2 688**	**720**	**403**	**(291)**	**(96)**	**(284)**	**-**	**3 140**

(1) Voir notes 6 et 11.2.

(2) L'augmentation de la charge de désactualisation sur les provisions pour contrats déficitaires s'explique par des taux d'actualisation sensiblement plus bas qu'au 31 décembre 2019, en lien avec l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation (voir note 28.5).

(3) Les dotations nettes d'exploitation sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 242 millions d'euros concernent principalement un contrat long terme d'achat de GNL pour 146 millions d'euros et un contrat de service de regazéification pour 163 millions d'euros.

(4) Les provisions pour perte de change d'un montant de 512 millions d'euros au 31 décembre 2020 concernent principalement les emprunts hybrides pour 269 millions d'euros et les autres emprunts après couvertures pour 216 millions d'euros. La reprise de dotation aux provisions pour pertes de change concerne principalement les emprunts hybrides pour 272 millions d'euros.

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15.1 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.2.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises		Autres mouvements [3]	
(en millions d'euros)	31/12/2019	Exploitation [1]	Financières [2]	Suite à utilisation [1]	Provision sans objet [1]		31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	10 823	625	626	(744)	-	(8)	11 322
● *dont non liées au cycle d'exploitation*	*1 152*	*65*	*109*	*(14)*	-	*(15)*	*1 297*
● *dont hors périmètre loi du 28 juin 2006**	*1 019*	*41*	*51*	*(35)*	-	-	*1 076*
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	6	46	(25)	-	(832)	-
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	101	1 016	(221)	-	1 873	13 300
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**22 159**	**732**	**1 688**	**(990)**	**-**	**1 033**	**24 622**
Dont aval du cycle nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	**21 140**	**691**	**1 637**	**(955)**	**-**	**1 033**	**23 546**
Dont aval du cycle nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	**1 019**	**41**	**51**	**(35)**	**-**	**-**	**1 076**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	133	780	(157)	(24)	(180)	17 489
Provisions pour derniers cœurs	2 624	-	94	(99)	-	92	2 711
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**19 561**	**133**	**874**	**(256)**	**(24)**	**(88)**	**20 200**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**41 720**	**865**	**2 562**	**(1 246)**	**(24)**	**945**	**44 822**
Provisions liées à la production nucléaire loi du 28 juin 2006*	**40 701**	**824**	**2 511**	**(1 211)**	**(24)**	**945**	**43 746**
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	**1 019**	**41**	**51**	**(35)**	**-**	**-**	**1 076**

** Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers(voir ci-dessous).*

(1) Voir notes 6 et 11.2.

(2) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 520 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2020 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 1 042 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(3) Les autres mouvements comprennent notamment :

- *les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2020 pour les provisions adossées à des actifs pour 707 millions d'euros ;*
- *un reclassement de montants relevant précédemment des provisions pour reprise et conditionnement des déchets pour un montant de 841 millions d'euros et des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires (correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée) pour un montant de 813 millions d'euros, vers la catégorie des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature (donnant la décomposition des charges nucléaires en opérations définies) telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.*

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) comprend les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MW puis dans certaines tranches 1 300 MW. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. En lien avec eux, EDF a poursuivi en 2020 la surveillance de la tenue de la trajectoire de préparation des usines et a réalisé des tests portant sur les interfaces entre les fournisseurs. La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'entreposage de l'uranium de retraitement (soit 882 millions d'euros) pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 38). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019 – 2020, fera l'objet d'une concertation publique spécifique en 2021 sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP).

28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Suite aux opérations de reclassement effectuées au 31 décembre 2020 telles qu'explicitées en note 28, ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation – opérations provisionnées auparavant au sein des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et des provisions pour reprise et conditionnement de déchets et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockages concernés	31/12/2020	31/12/2019
Déchets TFA et FMA	TFA : Morvilliers (Andra) – FMA : Soulaines (Andra)	2 856	1 561
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (Andra)	365	330
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 079	8 640
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**13 300**	**10 531**

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports…) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux…) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants et les coûts de l'usine de Cyclife France pour le traitement des déchets.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est par ailleurs à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en note 28 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets TFA FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvrent la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le Gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité. ». Une évolution de réglementation a été proposée par la Direction Générale de Prévention des Risques (DGPR) et a fait l'objet d'une consultation du public.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

En avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'experts mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

Les études de conception détaillée de Cigéo sont en cours de finalisation par l'ANDRA. La Revue de Conception Détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions en octobre 2020. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est désormais prévue fin 2021, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création. Les producteurs ont toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Le 3 août 2020, l'ANDRA a déposé, auprès du ministère de la Transition écologique, un dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo. Après instruction par les services de l'État, cette demande fera l'objet d'une enquête publique qui devrait se tenir au deuxième trimestre 2021. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue fin 2021.

Enfin, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est par ailleurs à noter que depuis le 31 décembre 2020, suite aux reclassements mentionnés en note 28 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés). L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions reprise et conditionnement des déchets (reclassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 675 millions d'euros).

28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-25 à L. 593-20 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais la centrale présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois d'améliorer la robustesse des études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Concernant Fessenheim, les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique, l'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de dérisquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises		Autres [2]	
(en millions d'euros)	2019	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet		2020
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	-	474	(19)	(24)	(900)	12 775
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	133	306	(138)	-	720	4 714
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**16 937**	**133**	**780**	**(157)**	**(24)**	**(180)**	**17 489**

(1) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Il s'agit pour l'essentiel du reclassement des provisions pour déconstruction relatives aux deux tranches de Fessenheim de « provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation » vers « provision pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées » suite à leurs mises à l'arrêt définitif sur le 1er semestre 2020.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série (resp. mutualisation). Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction de nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 supérieurs à 16 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). L'évaluation précise de ces risques est en cours sur la base de la tête de série 900 MW (Fessenheim). Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré *via* une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 16,5 % pour l'ensemble du parc (20 % pour la tête de série 900 MW).

La démarche ainsi mise en œuvre en 2016 et les résultats des travaux avaient été présentés à l'autorité administrative et fait l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1er janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. Depuis 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements annuels de devis non significatifs.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Il est par ailleurs à noter en 2020 les mouvements suivants sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, hormis le reclassement de la provision relative à la centrale de Fessenheim en provision pour déconstruction des centrales arrêtées :

- le périmètre de ces provisions intègre le coût de démolition des DUS (Diesels d'Ultime Secours) mis en service en 2020 dans le cadre du programme Grand Carénage, entraînant un accroissement de la provision pour 23 millions d'euros ;
- comme précisé en note 3.1, l'adoption définitive de la PPE en avril 2020 conduit à prendre en compte dans les états financiers d'EDF l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leur 5e visite décennale. À ce titre, les provisions nucléaires ont été ré-estimées en prenant en compte différents scénarios de fermeture, ce qui se traduit par une hausse de 32 millions d'euros des provisions nucléaires (dont 26 millions d'euros sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation) par contrepartie des actifs au bilan, comme annoncé dans la note 3.1 de l'annexe aux états financiers au 31 décembre 2019 ;
- suite aux reclassements mentionnés en note 28 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, un montant de 813 millions d'euros, correspondant aux charges relatives à l'entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeurs dans une installation centralisée, a été reclassé vers les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros 2020) de 2 tranches TTS 900 MW (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MW à comparer au 0,35 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

À l'exception des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim (pour lesquels les provisions sont évaluées suivant les modalités du parc REP en exploitation décrites plus haut), le démantèlement des autres réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A (mais inséré dans une caverne), Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015. En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 28.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionnée le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique suite à l'arrêt des chantiers lors de la 1re phase de confinement et suite à un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF, conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit a commencé début décembre 2020 et est appelé à se dérouler jusqu'à juillet 2021.

Au 31 décembre 2020, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

	31/12/2020	
(en millions d'euros)	**Montants des charges aux conditions économiques de fin de période**	**Montants provisionnés en valeur actualisée**
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	215	176
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim *	810	689
Réacteurs Uranium – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 352	2 967
Réacteur à eau lourde – Brennilis	321	276
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	557	494

* *Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.*

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,85 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens télé-opérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 6,4 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1300 MW).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Le décret de démantèlement prévoit qu'elles soient suivies d'une période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne d'une vingtaine d'années, conduisant à un déclassement de l'installation en 2047 ;
- Réacteurs Uranium – Graphite – Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2033, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;
- Creys Malville : arrêté en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture et retrait des bouchons de la cuve, début de découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes). Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040).

28.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont ») (voir note 14).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et de gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

28.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

28.5.1 Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation était déterminé sur base de la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT de duration aussi proche que possible de celle de la duration des engagements nucléaires (OAT 2055), à laquelle était ajouté le *spread* des obligations cotées de notation A à AA.

À compter du 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (*European Insurance and Occupational Pensions Authority* – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels, de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,51 % pour 2020. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [- 0,6 % ; + 0,2 %] pour les flux entre 0 et 20 ans, de [+ 0,2 % ; + 3,2 %] pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,51 % pour les flux au-delà de 50 ans.

Cette évolution des modalités de calcul du taux d'actualisation permet la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle (en lieu et place d'un taux moyen relatif à une seule duration représentative de la duration moyenne des engagements), soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de la modification des références des *spreads* d'obligations pris en compte aux entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations *Investment Grade* et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,3 % au 31 décembre 2020, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,2 % (respectivement 3,7 % et 1,4 % au 31 décembre 2019), soit un taux d'actualisation réel de 2,1 % au 31 décembre 2020 (2,3 % au 31 décembre 2019).

Sur la base des modalités de calcul en vigueur jusqu'au 30 juin 2020, le taux d'actualisation réel s'établirait également à 2,1 %.

28.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Faisant suite au courrier en date du 12 février 2020 de la ministre de la Transition écologique et solidaire et du ministre de l'Économie et des Finances informant EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires (voir note 28.5.1 aux états financiers au 31 décembre 2019), sont parus au Journal officiel le 2 juillet 2020 les deux textes réglementaires suivants :

- décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui codifie au sein du Code de l'environnement et actualise le décret initial du 23 février 2007 ;
- arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007.

Au regard de ces décret et arrêté, le taux d'actualisation, à compter du 1er juillet 2020, doit respecter un double plafond réglementaire, et doit en conséquence être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé dorénavant en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,7 % (taux réel de 2,66 % arrondi à 2,7 %) au 31 décembre 2020.

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2020, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,1 %.

Le taux plafond en valeur nominale, basé sur la réglementation en vigueur avant l'arrêté du 1er juillet 2020 et calculé à partir de la référence TEC 30, s'établissait à 3,8 % (3,75 % arrondi à 3,8 %) au 31 décembre 2019. Le taux d'actualisation nominal retenu dans les états financiers au 31 décembre 2019 s'établissait quant à lui à 3,7 %.

Le décret du 1er juillet 2020 apporte par ailleurs les principales autres évolutions suivantes :

- il supprime l'obligation de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % et porte à 120 % (contre 110 % auparavant) le seuil au-delà duquel des retraits sont possibles ;
- il porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment ;
- il complète les exigences relatives au contrôle interne et aux analyses de risque sur les provisions nucléaires, exigences devant être mises en œuvre par les exploitants d'ici le 31 décembre 2021.

28.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	2020		2019	
Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	**Aux conditions économiques de fin d'année**	**Valeur actualisée**	**Aux conditions économiques de fin d'année**	**Valeur actualisée**
Gestion du combustible usé	18 998	10 246	18 437	9 804
Dont non liée au cycle d'exploitation	*2 727*	*1 297*	*2 491*	*1 152*
Reprise et conditionnement des déchets	-	-	1 243	805
Gestion à long terme des déchets radioactifs	35 580	13 300	32 372	10 531
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**54 578**	**23 546**	**52 052**	**21 140**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 693	12 775	21 134	13 244
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 400	4 714	6 428	3 693
Derniers cœurs	4 258	2 711	4 331	2 624
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 351**	**20 200**	**31 893**	**19 561**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		**43 746**		**40 701**

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	2020 — Montant des charges aux conditions économiques de fin de période — dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans *	TOTAL
Gestion du combustible usé	7 176	11 822	18 998
Dont non liée au cycle d'exploitation	*239*	*2 488*	*2 727*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 094	30 486	35 580
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**12 270**	**42 308**	**54 578**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	707	18 986	19 693
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 756	4 644	7 400
Derniers cœurs	848	3 410	4 258
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**4 311**	**27 040**	**31 351**

* *Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et 40 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 47 % et 96 % pour la déconstruction.*

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

Le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée 31/12/2020	Sensibilité au taux d'actualisation — Sur la provision au bilan + 0,20 %	Sur la provision au bilan - 0,20 %	Sur le résultat avant impôt + 0,20 %	Sur le résultat avant impôt - 0,20 %
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
● gestion du combustible usé	11 322	(261)	287	229	(253)
● gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(793)	954	646	(796)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
● déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	(498)	522	-	-
● déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	(160)	172	160	(172)
● derniers cœurs	2 711	(91)	97	-	-
TOTAL	**44 822**	**(1 803)**	**2 032**	**1 035**	**(1 221)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	32 676	(1 564)	1 772	875	(1 043)

Note 29 Autres provisions pour déconstruction

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2020 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2019	Exploitation [1] [2]	Financières [3]	Exploitation [2] [4]	Financières [5]	31/12/2020
Avantages postérieurs à l'emploi	10 411	695	382	(715)	(212)	10 561
Avantages à long terme	1 019	103	13	(80)	-	1 055
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**11 430**	**798**	**395**	**(795)**	**(212)**	**11 616**

(1) Dont 485 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 303 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Voir notes 6 et 11.2.

(3) Voir note 13.

(4) Dont (771) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (24) millions d'euros au titre des gains actuariels.

(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
SOLDE AU 31/12/2019	**30 539**	**(12 315)**	**18 224**	**(29)**	**(6 765)**	**11 430**
Charge nette de l'exercice 2020	880	(212)	668	10	279	957
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	2 229	(1 136)	1 093	-	(1 093)	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 230)	459	(771)	-	-	(771)
SOLDE AU 31/12/2020	**32 418**	**(13 203)**	**19 214**	**(19)**	**(7 579)**	**11 616**

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2020 s'élèvent à 2 229 millions d'euros en lien principalement avec la variation du taux d'actualisation et d'inflation pour 1 903 millions d'euros et 326 millions d'euros de pertes dues aux effets d'expérience.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Coût des services rendus de l'exercice [1]	485	409
Charges d'intérêts (actualisation) [2]	395	614
Rendement escompté des actifs de couverture	(212)	(271)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	185	99
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	94	132
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	10	10
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**957**	**993**
dont :		
Résultat d'exploitation [3]	774	651
Résultat financier	183	342

(1) L'augmentation observée sur le coût des services rendus résulte essentiellement de l'évolution des hypothèses actuarielles au 31 décembre 2019, principalement la baisse du taux d'actualisation (- 1,0 %).

(2) Les charges d'intérêts (actualisation) de 395 millions d'euros sont en diminution de 219 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2019, conséquence de la baisse du taux d'actualisation entre le 1er janvier 2020 (1,3 %) et le 1er janvier 2019 (2,3 %).

(3) En 2020, le montant correspond aux dotations d'exploitation (798 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (24 millions d'euros).

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2019	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2020
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	**10 411**	**695**	**382**	**(715)**	**(212)**	**10 561**
dont :						
Retraites	7 257	377	291	(558)	(205)	7 162
Charges CNIEG	457	9	6	(13)	-	459
Avantages en nature énergie	2 018	213	63	(121)	-	2 173
Indemnités de fin de carrière	32	39	8	(1)	(7)	71
Autres	648	57	14	(22)	-	697

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	**31 363**	**(13 203)**	**(19)**	**(7 579)**	**10 561**
dont :					
Retraites	23 757	(12 656)	-	(3 939)	7 162
Charges CNIEG	488	-	-	(29)	459
Avantages en nature énergie	5 340	-	-	(3 167)	2 173
Indemnités de fin de carrière	630	(532)	(5)	(22)	71
Autres	1 148	(15)	(14)	(422)	697

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2019	**29 519**	**(12 314)**	**(29)**	**(6 765)**	**10 411**
dont :					
Retraites	22 576	(11 764)	-	(3 556)	7 257
Charges CNIEG	457	-	-	-	457
Avantages en nature énergie	4 847	-	-	(2 829)	2 018
Indemnités de fin de carrière	602	(534)	(13)	(23)	32
Autres	1 037	(16)	(16)	(357)	648

30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2019	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2020
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	**1 019**	**103**	**13**	**(80)**	**1 055**
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	870	89	11	(70)	900
Médailles du travail	129	12	2	(8)	135
Autres	20	2	-	(2)	20

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 203 millions d'euros au 31 décembre 2020 (12 314 millions d'euros au 31 décembre 2019) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

La valeur des actifs de couverture s'est appréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution favorable des marchés financiers sur le marché obligataire.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**13 203**	**12 314**
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	**12 656**	**11 764**
dont en % :		
Actions	33 %	31 %
Obligations et monétaires	67 %	69 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	**532**	**534**
dont en % :		
Actions	37 %	34 %
Obligations et monétaires	63 %	66 %
Autres actifs de couverture	**15**	**16**

30.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 0,90 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,20 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,4 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 1,77 % pour 2020 (2,55 % pour 2019) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 1,40 % pour 2020 (2,21 % pour 2019).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La baisse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la baisse des taux sans risque constatée sur 2020.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 0,90 % au 31 décembre 2020 (1,30 % au 31 décembre 2019).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 1,2 % (1,3 % au 31 décembre 2019).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,3 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2019	Dotations Exploitation	Reprises Suite à utilisation	Reprises Sans objet	Autres	31/12/2020
Provisions pour charges relatives						
● au personnel	84	54	(68)	(1)	-	69
● au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	272	10		(2)	(10)	270
● aux autres charges	516	696*	(24)	(1)		1 187
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**872**	**760**	**(92)**	**(4)**	**(10)**	**1 526**

* *Dont 538 millions d'euros au titre de la dotation d'une provision pour contentieux fiscaux à la suite de la décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État (voir note 14).*

Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montant brut au 31/12/2020	Montant brut au 31/12/2019
Dettes					
Emprunts obligataires	3 400	11 921	32 025	47 346	50 572
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	349	596	395	1 340	1 289
Autres emprunts	3 108	7	3	3 118	1 845
Dettes financières diverses					
● avances sur consommation	1	4	21	26	26
● autres dettes	1 025	-	-	1 025	1 439
Dettes financières (voir note 33)	**7 883**	**12 528**	**32 444**	**52 855**	**55 171**
Avances et acomptes reçus des clients [1]	**7 188**	**-**	**-**	**7 188**	**7 050**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 924	-	46	7 970	7 720
Dettes fiscales et sociales [2]	8 110	-	-	8 110	8 357
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	1 938	-	-	1 938	2 172
Comptes créditeurs [3]	16 026	629	-	16 655	14 073
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**33 998**	**629**	**46**	**34 673**	**32 322**
Instruments de trésorerie	**2 973**	**470**	**1 632**	**5 075**	**4 387**
Produits constatés d'avance [4]	**508**	**1 071**	**1 623**	**3 202**	**3 112**
TOTAL DETTES	**52 550**	**14 698**	**35 745**	**102 993**	**102 042**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 782 millions d'euros au 31 décembre 2020 (6 719 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(2) Au 31 décembre 2020, ce poste inclut un montant de 1 448 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 463 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et conventions de placements et de trésorerie avec les filiales.

(4) Au 31 décembre 2020, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 713 millions d'euros (1 710 millions d'euros en 2019). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

Ce poste intègre aussi le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5).

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2019	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2020
Emprunts *(en euros)* [1]	832	2 400	-	-	-	3 232
Emprunts *(en devises)*	13 764	-	(2 534)	(938)	-	10 292
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	20 933	-	(1 200)	-	-	19 733
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	15 043	-	-	(954)	-	14 089
Emprunts obligataires	**50 572**	**2 400**	**(3 734)**	**(1 892)**	**-**	**47 346**
Emprunts long terme en euros	1 289	200	(149)	-	-	1 340
Emprunts auprès des établissements de crédit	**1 289**	**200**	**(149)**	**-**	**-**	**1 340**
Titres de créances négociables en euros	785	1 286	-	-	-	2 071
Titres de créances négociables en devises	1 046	-	(760)	(72)	-	214
Emprunts contractuels à caractère financier	14	7 353	(6 397)	(137)	-	833
Autres emprunts [2]	**1 845**	**8 639**	**(7 157)**	**(209)**	**-**	**3 118**
Total emprunts	**53 706**	**11 239**	**(11 040)**	**(2 101)**	**-**	**51 804**
Avances sur consommation	**26**	**-**	**-**	**-**	**-**	**26**
Avances et dettes financières diverses [3]	453	38	(43)	-	(338)	110
Comptes bancaires créditeurs	22	-	-	-	13	35
Débits bancaires différés	16	-	-	-	(8)	8
Intérêts à payer	948	-	-	-	(76)	872
Total autres dettes financières diverses	**1 439**	**38**	**(43)**	**-**	**(409)**	**1 025**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**55 171**	**11 277**	**(11 083)**	**(2 101)**	**(409)**	**52 855**

(1) EDF a lancé une émission obligataire convertible en actions nouvelles ou existantes de 2,4 milliards d'euros le 8 septembre 2020 (voir note 2.4.1).

(2) En 2020, EDF a procédé à la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques. Au 31 décembre 2020, la trésorerie encaissée nette des remboursements déjà effectués s'élève à 821 millions d'euros et a pour contrepartie une dette financière (voir note 20 renvoi (4)). En 2020, les émissions de TCN nettes de remboursements représentent un montant de 454 millions d'euros.

(3) Dont (338) millions d'euros au titre de la souche 2020 d'emprunt hybride pour laquelle EDF avait exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 (dans le cadre d'une offre de rachat sur plusieurs souches d'obligations hybrides existantes) et classé en autres dettes financières au 31 décembre 2019.

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros*	% de la dette en devises	% de la dette
Total I – Euros		**26 888**		**52**		**19 718**		**46 606**		**90**
CHF	550	509	2	1	(550)	(509)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 214	33	16	(3 000)	(3 337)	4 385	4 877	94	9
HKD	2 416	254	1	-	(2 416)	(254)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 083	4	2	(137 000)	(1 083)	-	-	-	-
NOK	1 000	96	-	-	(1 000)	(96)	-	-	-	-
USD	18 094	14 760	60	29	(17 718)	(14 439)	376	321	6	1
Total II – Autres devises		**24 916**	**100**	**48**		**(19 718)**		**5 198**	**100**	**10**
TOTAL I + II		**51 804**		**100**		**-**		**51 804**		**100**

* *En 2020, EDF a procédé à la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques. Au 31 décembre 2020, la trésorerie encaissée nette des remboursements déjà effectués s'élève à 821 millions d'euros (voir note 33 renvoi (2)) dont 376 millions de dollars américains (soit 321 millions d'euros) et 500 millions d'euros.*

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2020	% 31/12/2019	Montants	Montants	% 31/12/2020	% 31/12/2019
Emprunts Long Terme et EMTN	48 214			(20 678)	27 536		
Emprunts Court Terme	3 119			-	3 119		
Dette à taux fixe	**51 333**	**99**	**99**	**(20 678)**	**30 655**	**59**	**55**
Emprunts Long Terme et EMTN	471			20 678	21 149		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	**471**	**1**	**1**	**20 678**	**21 149**	**41**	**45**
TOTAL	**51 804**	**100**	**100**	**-**	**51 804**	**100**	**100**

Note 34 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2020 un gain latent de change de 336 millions d'euros (219 millions d'euros au 31 décembre 2019) dont 151 millions d'euros concernant deux emprunts perpétuels en livres sterling et 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *cross currency swaps*.

Autres informations

Note 35 Instruments financiers

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2020		31/12/2019	
(en millions d'euros)	**A recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**
1-Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	10 385	10 385	8 239	8 239
USD	3 300	3 300	3 294	3 294
GBP	3 854	3 854	3 661	3 661
Sous-total	***17 539***	***17 539***	***15 194***	***15 194***
2-Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	32 688	24 353	29 756	24 095
CAD	435	574	205	305
USD	16 671	20 643	17 681	21 333
GBP	6 138	8 903	5 800	6 579
CHF	192	361	958	1 177
ILS	354	405	273	273
PLN	137	177	343	389
JPY	79	835	96	857
CNY	102	102	2	2
MXN	102	101	106	105
Autres	637	740	568	568
***Swaps* de capitaux long terme**				
BRL	-	-	-	19
EUR	4 247	33 880	5 308	35 013
JPY	1 083	63	1 124	65
USD	15 807	1 709	20 985	3 128
GBP	15 120	2 557	13 035	2 234
CHF	509	-	507	-
ILS	86	86	93	93
PLN	14	14	14	10
NOK	96	-	101	-
MXN	-	10	-	12
HKD	254	-	276	-
Sous-total	***94 751***	***95 513***	***97 231***	***96 257***
3-*Swaps* de titrisation	**62**	**62**	**135**	**135**
4-Opérations sur valeurs mobilières	**-**	**-**	**-**	**-**
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**112 352**	**113 114**	**112 560**	**111 586**
5-*Swaps* sur matières premières				
Charbon *(en millions de tonnes)*	-	-	2	2
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	6 218	6 218	6 767	6 767

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisées aux cours de change du 31 décembre 2020 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)	2020	2019
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux *	141	160
Instruments de change	(274)	239
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	710	735
Instruments de change	(118)	359

* *Y compris les intérêts sur les swaps.*

35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2020 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
● *Swaps* de taux	157	2 720
Opérations de couverture du risque de change		
● Opérations de change à terme, *swaps* de change et options de change	227	248
● *Cross Currency Swaps*	(1 032)	(1 668)
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
● Charbon	-	(6)
● Produits pétroliers	-	(13)
TOTAL	**(648)**	**1 281**

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2020, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2020	31/12/2019
Engagements hors bilan donnés	**12 939**	**18 850**	**10 997**	**10 469**	**53 255**	**54 725**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	**6 593**	**13 270**	**10 596**	**6 325**	**36 784**	**37 942**
● Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 262	9 824	7 825	6 172	27 083	29 081
● Autres engagements liés à l'exploitation	3 331	3 446	2 771	153	9 701	8 861
Engagements liés aux opérations d'investissement	**2 815**	**3 325**	**387**	**99**	**6 626**	**7 640**
Engagements liés aux opérations de financement	**3 531**	**2 255**	**14**	**4 045**	**9 845**	**9 143**
Engagements hors bilan reçus	**2 743**	**9 472**	**458**	**657**	**13 330**	**13 053**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	**1 248**	**885**	**458**	**257**	**2 848**	**2 982**
Engagements liés aux opérations d'investissement	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Engagements liés aux opérations de financement	**1 495**	**8 587**	**-**	**400**	**10 482**	**10 071**

36.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Au 31 décembre 2020, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Échéances					
(en millions d'euros)	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**5 à 10 ans**	**> 10 ans**	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Achats d'électricité et services associés	1 513	3 569	3 141	3 855	12 078	12 669
Achats de combustible nucléaire	1 749	6 255	4 684	2 317	15 005	16 412
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**3 262**	**9 824**	**7 825**	**6 172**	**27 083**	**29 081**

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 59 TWh pour l'exercice 2020 (57 TWh pour 2019), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2019), 31 TWh au titre de l'éolien (30 TWh pour 2019), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2019) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2019).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2020 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

La hausse de ces engagements porte notamment sur les garanties bancaires accordées par EDF et sur les achats supplémentaires liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La baisse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF porte notamment sur l'EPR de Flamanville 3.

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment en 2020, d'EDF International pour 3 615 millions d'euros, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Renouvelables pour 1 298 millions d'euros, d'EDF Energy pour 847 millions d'euros, d'Edison pour 799 millions d'euros et d'Enedis pour 700 millions d'euros.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 Autres natures d'engagements

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 150 TWh depuis le 1er janvier 2020.

36.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée.

Note 37 Passifs éventuels

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : (i) il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou (ii) le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2017, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

Note 38 Actifs dédiés

38.1 Réglementation

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D. 594-1 à 18 du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut sous certaines conditions les actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 38.2.2 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, en dehors de l'obligation de dotation en 2020 à hauteur de 797 millions d'euros compte tenu des dispositions réglementaires préexistantes, confirmée à EDF par un courrier de l'autorité administrative du 12 février 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %.

38.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés :

- en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) ;
- en 2013, par la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest » ; ainsi que
- l'affectation en 2013 de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, remboursée en totalité au 31 décembre 2020.

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

38.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotés sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 38.2.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

38.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 38.2.1).

Au total, au 31 décembre 2020, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 6 905 millions d'euros dont 6 420 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, pour une valeur de 2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020 (2 926 millions d'euros au 31 décembre 2019) ;
- les participations d'EDF dans Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Nam Theun Power Company et des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni, Portugal).

38.2.3 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2020 est la suivante :

	31/12/2020		31/12/2019	
(en millions d'euros)	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**
Titres de participation CTE (société détenant RTE) (1)	2 705	2 788	2 705	2 926
Autres Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	24 195	27 148	22 246	24 816
Autres titres immobilisés et prêts d'actionnaires (2)	3 136	3 421	2 623	2 965
Total actifs dédiés – immobilisations financières	**30 036**	**33 357**	**27 574**	**30 707**
VMP	260	262	192	192
Total actifs dédiés – VMP	**260**	**262**	**192**	**192**
Créance CSPE (3)	-	-	684	688
Total actifs dédiés avant couverture	**30 296**	**33 619**	**28 450**	**31 587**
Instruments de couverture et autres éléments	48	229	(5)	37
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE (4)	**30 344**	**33 848**	**28 445**	**31 624**

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) Dont 155 millions d'euros de prêt d'actionnaires destiné à être capitalisé relatif à l'investissement de long terme au sein d'un véhicule immobilier contrôlé et géré par Korian.

(3) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016, intégralement remboursée au 31 décembre 2020 conformément à l'échéancier.

(4) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2020 ainsi qu'au 31 décembre 2019.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 103,6 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 105,5 % également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	**31/12/2020**	**31/12/2019**
Provision pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 297	1 152
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	10 531
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	805
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	16 937
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	590	550
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**32 676**	**29 975**

38.2.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2020

En avril 2020, EDF Invest a acquis une part minoritaire d'Energy Assets Group (EAG) au Royaume-Uni (*smart meters*) ainsi que des participations minoritaires dans des actifs immobiliers (bureaux en France et domaine de la santé en Europe).

En décembre 2020, EDF SA a également acquis auprès d'EDF Renewables des participations dans des parcs solaires et éoliens aux États-Unis, au Canada et au Portugal, qui ont été dotées intégralement aux actifs dédiés sur l'exercice 2020. Ces apports d'actifs s'ajoutent à la dotation réalisée au premier semestre 2020 pour 113 millions d'euros du solde de la participation dans les parcs éoliens MiRose et Red Pine acquis en 2019 auprès d'EDF Renewables.

Au total, la dotation aux actifs dédiés s'est élevée à 797 millions d'euros en 2020 (540 millions d'euros en 2019), dont 299 millions d'euros sous la forme d'apports d'actifs et 498 millions d'euros en numéraire, conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 pesant sur EDF (voir note 38.1).

Le premier semestre 2020 a connu une situation inédite sur les marchés financiers avec une hausse importante sur les marchés actions jusqu'à mi-février, puis l'extension de la crise du Covid-19 qui a conduit à la baisse la plus forte depuis plus de 30 ans avec un point bas au 20 mars et finalement un rebond significatif jusqu'à la fin du semestre sous l'effet notamment de l'intervention en urgence des banques centrales. L'année 2020 s'est terminée avec de bonnes performances pour l'ensemble des actifs notamment du fait de la mise en œuvre de mesures exceptionnelles de soutien à l'économie budgétaires et monétaires.

En effet, la Banque Fédérale Américaine a de nouveau adopté une politique de taux zéro, tout comme la BCE a mis en place une politique d'achat d'actifs d'une ampleur inégalée mais surtout sur des actifs de qualité bien moindre que lors des précédents *Quantitive Easing*. Ainsi, et contrairement à ce que l'on pouvait anticiper en début d'année, les taux des emprunts d'État ont baissé significativement (- 0.4 % sur le Bund 10 ans à - 0.58 %, - 0.9 % sur l'emprunt d'État italien (BTP) à + 0.52 %). Enfin, l'année s'est terminée favorablement avec la fin des incertitudes politiques sur les élections présidentielles américaines et surtout un accord in extremis sur le Brexit.

Des retraits pour un montant de 431 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2020 (442 millions d'euros en 2019).

Au 31 décembre 2020, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 364 millions d'euros dont 584 millions d'euros dans le résultat financier et 780 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (727 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées à une évolution défavorable des marchés ((168) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (780 millions d'euros).

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 Relations avec les filiales

	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
(en millions d'euros)	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
ATMEA	137					
CTE (ex-C25)		126		132		
Framatome		144		451		
EDF Energy		63		137		2
EDF Renouvelables	2 083					18
EDF Energy UK LTD EUR						
EDF International	10 877					199
EDF Trading		1 230		1 369		5
Edison Nouveau						2
Enedis	931	97		1 810		6
Dalkia France	1 331			137		35
Groupe PEI	643					15
Citelum	59					3
EDF Luminus	80					1
Edvance		58		56		
C77	155					
Comptes courants [2]				1 450		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 985		(7)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [3]			11 436			
Convention d'intégration fiscale				1 216		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont EDF Solifo pour 548 millions d'euros et 418 millions d'euros pour PEI.
(3) Dont C3 pour 5 225 millions d'euros, EDF Trading 1 577 millions d'euros et EDF Energy pour 1 058 millions d'euros.

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,68 % du capital d'EDF au 31 décembre 2020. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement les deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage des combustibles usés).

Sur l'amont du cycle :

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle) ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et Orano ont signé le 29 septembre 2016 un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Chimie-Enrichissement.

Sur l'aval du cycle :

Les relations entre EDF et Orano Recyclage relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.

Note 40 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2019 et 2020 se décompose comme suit :

(en euros)	2020	2019
Président-Directeur Général [1]	453 660	453 660
Administrateurs [2]	439 946 [3]	440 000

(1) Le Conseil d'administration réuni le 13 février 2020 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2020, identique à la rémunération fixe annuelle fixée pour l'exercice 2019.

(2) L'Assemblée générale du 7 mai 2020 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration réuni le 13 février 2020, une enveloppe annuelle au titre des rémunérations à allouer aux administrateurs de 440 000 euros pour l'exercice 2020.

(3) Ce montant inclut les rémunérations au titre de leur mandat versées en 2020 à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019, pour un montant total de 50 142 euros.

Note 41 Évènements postérieurs à la clôture

Il n'y a aucun évènement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2020

À l'Assemblée générale de la société Électricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Électricité de France SA (« EDF » ou la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2020 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés
Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 3.1, 18, 28 et 38 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2020, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 44 822 millions d'euros, dont 24 622 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 20 200 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions, s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.15.1 et 28 de l'annexe. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les modalités de calcul du taux d'actualisation ont ainsi évolué à compter du 31 décembre 2020 en lien avec une évolution en 2020 de certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (note 38). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 33 848 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 30 344 millions d'euros) au 31 décembre 2020, a été déterminée sur la base de la valeur d'inventaire des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés,

  étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 19 693 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 775 millions d'euros en valeur actualisée (note 28.5.3).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leur modalité de calcul retenue par la Direction et décrite en note 28.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment le décret et l'arrêté du 1er juillet 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires, ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.7.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe des comptes annuels pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macroéconomiques (note 28.5.3).

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-4 du Code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans le rapport de gestion du Conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-4, L. 22-10-10 et L. 22-10-9 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-9 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre Société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel, établis sous la responsabilité du Président-Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par l'entité dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG SA et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2020, KPMG SA était dans la 16e année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 19e année sans interruption, dont pour les deux, 16 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la Direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la Société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre Société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Paris La Défense, le 17 février 2021

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.5 Politique de distribution de dividendes

6.5.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(en euros)*	Dividende total distribué [1] *(en euros)*	Date de versement du dividende
2017	2 927 438 804	0,46 [2]	1 341 187 189,41 [3]	19 juin 2018
2018	3 010 267 676	0,31 [4]	933 556 364,41 [5]	18 juin 2019
2019	3 050 969 626	0,15 [6]	456 888 323,70 [6]	17 décembre 2019

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Soit un montant de 0,506 euro en 2017 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(3) Dont 432 632 648,85 euros versés le 11 décembre 2017 à titre d'acompte sur le dividende 2017 composé de 398 440 228,20 euros versés en actions nouvelles, 33 746 467,50 euros versés en numéraire et 445 953,15 euros de soulte. Le solde du dividende 2017, d'un montant de 908 554 540,56 versé le 19 juin 2018, est composé de 847 339 360,56 euros versés en actions nouvelles, 60 331 512,63 euros versés en numéraire et 883 667,37 euros de soulte.

(4) Soit un montant de 0,341 euro en 2018 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(5) Dont 451 000 397,55 euros versés le 10 décembre 2018 à titre d'acompte sur le dividende 2018 entièrement versé en numéraire. Le solde du dividende 2018, d'un montant de 482 555 966,86 versé le 18 juin 2019, est composé de 452 021 956,95 euros versés en actions nouvelles et 30 534 009,91 euros versés en numéraire.

(6) L'acompte sur dividende 2019 de 456 888 323,70 euros versé le 17 décembre 2019, est composé de 429 635 913,60 euros versés en actions nouvelles et 27 252 346,20 euros versés en numéraire et 63,90 euros de soulte.

Le 19 novembre 2019, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividende de 0,15 euro par action.

L'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 s'élève à 456 888 323,70 euros et a été mis en paiement le 17 décembre 2019 :

- la mise en paiement en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 26 325 730,00 euros correspondant à l'émission de 52 651 460 actions à la valeur nominale de 0,50 euro, accompagnée d'une prime d'émission de 403 310 183,60 euros et d'une soulte de 63,90 euros ;
- la mise en paiement en numéraire s'élève à 27 252 346,20 euros.

Dans le contexte de la crise sanitaire Covid-19 et afin de répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise, l'Assemblée générale du 7 mai 2020 a décidé que le dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 se limiterait au versement de l'acompte sur dividende 2019.

En outre, EDF n'a pas distribué d'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2020.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 17 février 2021, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires, qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020 et qui se tiendra le 6 mai 2021, le versement d'un dividende de 0,21 euro par action (hors dividende majoré) au titre de l'exercice 2020. Le dividende à distribuer au titre de l'exercice 2020 s'élève ainsi à 0,231 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Il sera proposé à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société. Les actionnaires pourront exercer leur option entre le 14 mai et le 1er juin 2021 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 1erjuin 2021, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire. L'État s'est engagé à exercer son option pour le paiement du dividende en actions nouvelles.

Les actions ordinaires nouvelles remises en paiement de l'augmentation de capital ne donneront droit qu'au paiement du solde du dividende 2019.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 7 juin 2021, la date de détachement étant alors fixée au 12 mai 2021.

6.5.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société, qui prévoient désormais que l'assemblée peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

6.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

6.6 Autres informations

6.6.1 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

(extraits des comptes sociaux d'EDF) :

	2020	2019	2018	2017	2016
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	1 550	1 552	1 505	1 464	1 055
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	3 099 923 579	3 103 621 086	3 010 267 676	2 927 438 804	2 109 136 683
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	44 315	46 155	44 874	42 371	40 857
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	8 051	7 639	7 925	5 091	9 495
Impôts sur les bénéfices	(406) [2]	605	(756) [2]	(687) [2]	680
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	222	1 593	1 591	1 924	5 517
Résultat distribué			934 [1]	1 341 [1]	2 105 [1]
Acompte sur résultat distribué	0	457	451	433	1 006
Résultats par action *(en euro / action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	2,73	2,27	2,88	1,97	4,18
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	0,07	0,51	0,53	0,66	2,62
Dividende attribué à chaque action	0,21		0,31 [1] [5]	0,46 [1] [4]	0,90 [1] [3]
Acompte dividende attribué à chaque action	0	0,15	0,15	0,15	0,50
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	62 462	63 530	64 927	66 577	69 494
Montant de la masse salariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	3 694	3 654	3 711	3 831	4 001
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 745	2 799	2 854	2 923	2 873

(1) Y compris acompte versé.

(2) Montant correspondant à un produit d'impôt

(3) Soit 0,99 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(4) Soit 0,506 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré

(5) Soit 0,341 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré

6.6.2 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2020 et la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel sont mentionnés à la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020 pour les événements intervenus avant le 17 février 2021, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 17 février 2021, à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » du présent document d'enregistrement universel.

6.6.3 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-6-1, C. Com)

Dans le cadre de la loi LME modifiée par la loi n° 2015-990 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, EDF communique les montants TTC des dettes et créances échues à la fin de l'exercice. Ces montants sont ventilés par tranche de retard de paiement et rapportés respectivement au montant TTC des achats et du chiffre d'affaires de l'exercice.

	Article D. 441 I.- 1° : factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
(en millions d'euros)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	97 229					5 580	3 490 782					6 810 973
Montant total des factures concernées (TTC)	2 625	6	2	2	0	10	1 387	192	77	60	673	1 002
% du montant total des achats de l'exercice	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							2,5	0,3	0,1	0,1	1,2	1,8
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						0						0
Montant total des factures exclues						0						0
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 43-1 du code du commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux et contractuels						Délais légaux					

6.6.4 Informations sur les succursales existantes – L. 231-1 du code de commerce

Au 31 décembre 2020, le Groupe a recensé 201 établissements secondaires, lesquels sont enregistrés auprès des RCS listés dans le K-bis de la Société, et est présent sur le territoire français au travers de plusieurs milliers de bureaux distincts, ces derniers ne remplissant pas le critère d'autonomie de gestion nécessaire à la qualification de succursale.

La liste des succursales [(1)] d'EDF en dehors de France métropolitaine est la suivante :

- Saint-Barthélemy ;
- Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- Saint-Martin ;
- Émirats Arabes Unis : Abu Dhabi et Dubaï ;
- Bahreïn ;
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Chine : Taïshan ;
- Afrique du Sud ;
- Cap Vert ;
- Qatar ;
- Nouvelle Calédonie ;
- Togo.

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.

6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF

Depuis 2013, le Groupe a procédé à cinq émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent d'environ 6,9 milliards d'euros au total afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Après deux premières émissions destinées à financer principalement la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine. Ce nouveau *Framework* a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité. Il a dans ce cadre émis une nouvelle émission d'obligations vertes pour un montant de 2,4 milliards d'euros en septembre 2020.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles* [(1)] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting. La description détaillée de ces engagements est présentée dans le *Green Bond Framework* EDF de janvier 2020, disponible sur la page *Green Bonds* du site Internet de l'entreprise.

La présente section en donne une synthèse et décrit comment EDF les a remplis à fin 2020.

Utilisation des fonds levés

Dans le cadre de ses émissions de *Green Bonds*, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements dans les énergies renouvelables. Les Projets Éligibles au financement *Green Bond* (ci-après les « Projets Éligibles ») sont :

- la construction ou l'acquisition de portefeuille de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont des projets éoliens, solaires, hydrauliques, de stockage, biomasse et géothermie ;
- les investissements sur les installations hydroélectriques existantes dont la rénovation et maintenance lourde ; la modernisation et automatisation ; et le développement d'ouvrages existants (incluant notamment des augmentations de puissance) ;
- les projets d'efficacité énergétique dont des projets de réduction de consommation d'énergie, de modernisation de l'éclairage, des réseaux de chaleur et de froid et de création de station de chargement pour véhicules électriques ;
- les projets de préservation de la biodiversité, comme des actions d'atténuation de l'impact des activités d'EDF sur la biodiversité, la restauration ou re-naturalisation de sites et la recherche et développement.

Le *Green Bond Framework* permet que les fonds puissent financer des projets qui n'auraient pas encore bénéficié de financement par un *Green Bond*, dans un de délai de 3 années précédant l'émission du *Green Bond* (clause de *look back*). De même, les fonds peuvent être utilisés dans le cadre de l'acquisition de portefeuille de projets dans les énergies renouvelables.

Évaluation et sélection des Projets Éligibles financés

Chaque Projet Éligible appelé à être financé est évalué à l'aune des critères d'éligibilité environnementaux et sociaux [(2)] (« critères E&S ») précisé dans l'Annexe 1 du *Green Bond Framework*. Cette évaluation s'articule autour de 5 volets, notamment (1) le respect de critères éthiques, transparents et durables au regard des ressources humaines ; (2) le suivi de l'impact environnemental du projet ; (3) la promotion de la santé sécurité des métiers ; (4) des relations responsables auprès des fournisseurs ; (5) l'engagement d'organiser une concertation autour de chaque nouveau projet.

Seuls les projets conformes à ces critères peuvent bénéficier d'un financement *Green Bond*.

Le respect de ces critères fait l'objet de l'attestation de Deloitte (Commissaire aux Comptes) selon les exigences du *Green Bond Framework*. Sur cette base, les Directions Financières des entités du Groupe concernées désignent les Projets Éligibles financés.

Gestion des fonds levés

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Investissements d'EDF, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

Les Directions Financières des entités notifient, au fil de l'eau ou à intervalles réguliers, le Département Trésorerie d'EDF des fonds nécessaires à couvrir les dépenses d'investissements relatives aux projets sélectionnés. Le Département Trésorerie ajuste, sur la base de ces notifications, les montants disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie.

Reporting

Utilisation effective des fonds

L'allocation de l'intégralité des fonds levés en novembre 2013 dans le cadre du premier *Green Bond* émis par EDF (1,4 milliard d'euros) s'est achevée en juin 2015. Celle des fonds levés dans le cadre du deuxième *Green Bond* émis en octobre 2015 (1,25 milliard de dollars US) s'est achevée fin 2017. Celle des fonds levés dans le cadre du troisième *Green Bond* émis en octobre 2016 (1,75 milliard d'euros) s'est achevée fin 2019. Celle des fonds levés dans le cadre du quatrième *Green Bond* émis en janvier 2017 (26 milliards de yen levés en deux tranches) s'est achevée mi-2020.

Au 31 décembre 2020, sur les 2,4 milliards d'euros levés en septembre 2020 dans le cadre du cinquième *Green Bond* émis par EDF, qui a généré un produit net de 2 559 millions d'euros du fait d'un prix démission supérieur de 7% de la valeur nominale, 2 384 millions d'euros ont été alloués à des Projets Éligibles. Le solde des fonds levés dans le cadre de cette émission a été investi dans un portefeuille dédié de trésorerie, comme indiqué plus haut, en attendant son allocation à des Projets Éligibles.

(1) Les *Green Bond Principles*, mis à jour en juin 2018, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *Green Bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *Green Bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles.

(2) Les critères E&S de chaque catégorie de projet sont présentés en annexe des *Green Bond Frameworks* EDF de septembre 2016 et de janvier 2020.

BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2020 DE L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS

Bilan au 31 décembre 2020 de l'allocation des fonds levés	Nominal à l'émission	Fonds alloués au 31/12/2020	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de fonds *Green Bond*	Part des montants d'investissement financée par fonds *Green Bond*
Green Bond n° 1 novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	*dont capacités renouvelables : 1,4 Md€*	13 (1)	59 %
Green Bond n° 2 octobre 2015	1,25 Md$	1,25 Md€	*dont capacités renouvelables : 1,25 Md$*	7 (1,2)	58 %
Green Bond n° 3 octobre 2016	1,75 Md€	1,75 Md€	*dont capacités renouvelables : 1 248 M€*	10 (2,3)	54 %
			dont projets hydroélectriques : 502 M€	600 opérations	100 %
Green Bond n° 4 janvier 2017	26 000 M¥	26 000 M¥	*dont capacités renouvelables : 14 021 M¥*	7 (3)	15 %
			dont projets hydroélectriques : 11 979 M¥	207 opérations	87 % (4)
Green Bond n° 5 septembre 2020	2,4 Md€	2 384 M€	*dont capacités renouvelables : 2 246 M€ (dont 1 461 M€ en look back)*	27 projets (3) + 3 rachats de portefeuille	77 %
			dont projets hydrauliques : 110 M€	153 opérations (5)	100 %
			dont projets biodiversité portés par EDF Hydro : 28 M€ (dont 16 M€ en look back)	39 projets	100 %

(1) Dont le projet Roosevelt, financé par les Green Bonds 1 et 2.
(2) Dont le projet Red Pine, financé par les Green Bonds 2 et 3.
(3) Dont les projets Milligan et Las Majadas, financés par les Green Bonds 3, 4 et 5.
(4) Part des investissements financée par EDF prise en totalité, y compris la moitié du montant d'investissement du Projet Romanche-Gavet.
(5) Dont 31 opérations déjà financées en partie par un précédent Green Bond.

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Renouvelables pour un financement au 31 décembre 2020 dans le cadre des émissions de *Green Bond* en novembre 2013 (GB1), octobre 2015 (GB2), octobre 2016 (GB3), janvier 2017 (GB4) et septembre 2020 (GB5) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement *Green Bond*
CID Solar	Solaire PV, 27 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service	GB1
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
La Mitis	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Le Granit	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB2
Salt Fork	Éolien terrestre, 174 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Slate Creek	Éolien terrestre, 150 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Bluemex Power 1	Solaire PV, 120 MWp	Mexique (Sonora)	En service	GB3
Copenhagen Wind Farm	Éolien terrestre, 80 MW	États-Unis (New-York)	En service	GB3
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Stoneray Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3
Valentine Solar	Solaire PV, 135 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB3
Glaciers Edge	Éolien terrestre, 203 MW	États-Unis (Iowa)	En service	GB3
Milligan	Éolien terrestre, 300 MW	États-Unis (Nébraska)	En service	GB3, GB4 et GB5
Las Majadas	Éolien terrestre, 273 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB3, GB4 et GB5
Maverick 1	Solaire PV, 180 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Maverick 4	Solaire PV, 132 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest	Solaire PV, 114 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest 2	Solaire PV, 111 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Coyote	Éolien terrestre, 242 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB5
Champagne Picardie	Éolien terrestre, 73 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Les Taillades	Éolien terrestre, 27 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Pays d'Anglure	Éolien terrestre, 22 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Montagne Ardéchoise	Éolien terrestre, 16 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Blyth	Éolien en mer, 42 MW	Royaume Uni	En service	GB5 (*look back*)
Mashabai Sadeh	Solaire PV, 60 MW	Israël	En service	GB5 (*look back*)
Romney	Éolien terrestre, 60 MW	Canada (Ontario)	En service	GB5 (*look back*)
Courant-Nachamps	Éolien terrestre, 21 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Demange	Éolien terrestre, 20 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Faydunes	Éolien terrestre, 14 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Joncels Futuren	Éolien terrestre, 6 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Coteaux	Éolien terrestre, 38 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Mazurier	Éolien terrestre, 13 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Mottenberg	Éolien terrestre, 15 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Espiers	Éolien terrestre, 18 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Clanlieu	Éolien terrestre, 13 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Luxel	Portefeuille de projets solaires	France	En service	GB5 (*look back*)
NnG	Éolien en mer, 450 MW	Royaume Uni	En service	GB5 (*look back*)
Atlantic Offshore	Éolien en mer, jusqu'à 2,3 GW	États-Unis (New Jersey)	En service	GB5 (*look back*)

Les Projets Éligibles sélectionnés par Luminus pour un financement au 31 décembre 2020 dans le cadre de l'émission de *Green Bond* en yen en janvier 2017 (GB4) et de septembre 2020 (GB5) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement *Green Bond*
Geel-West	Éolien terrestre, 11 MW	Belgique	En service	GB4
Villers 4	Éolien terrestre, 45 MW	Belgique	En service	GB4
Turnhout	Éolien terrestre, 12 MW	Belgique	En service	GB4
Monsin	Hydroélectrique, 18 MW	Belgique	En service	GB4
Tinlot	Éolien terrestre, 10 MW	Belgique	En service	GB5
Lommel	Éolien terrestre, 17 MW	Belgique	En service	GB5

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF ENR pour un financement au 31 décembre 2020 dans le cadre des émissions de *Green Bond* de septembre 2020 (GB5) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
ITER	Ombrière PV, 2 MW	France	2021	GB5
Bugey RTE	Ombrière PV, 4 MW	France	2021	GB5

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité qui sont présentés plus bas) pour un financement au 31 décembre 2020 dans le cadre des émissions de *Green Bond* d'octobre 2016, janvier 2017 et septembre 2020 se décomposent comme suit :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée *(GW)*	Montant *(M€)*
Rénovation et maintenance lourde	586	9,6	342
Modernisation et automatisation	309	15,9	80
Développement d'ouvrages existants	33	1,2	277
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**928**	**17,1**	**699**

Impact des Projets Éligibles financés

Le tableau ci-dessous présente trois principaux impacts associés aux projets d'énergie renouvelable ayant bénéficié d'un financement *Green Bond* :

- la capacité de production d'électricité, construite dans le cadre de chaque projet ;
- la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ; et
- les émissions de CO_2 évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité supplémentaire dans les réseaux électriques.

Ces impacts sont présentés de manière agrégée : les données brutes correspondent à l'agrégation de l'impact de chacun des projets ayant reçu un financement du *Green Bond* considéré ; les données nettes correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le *Green Bond* considéré.

		Capacité totale des projets financés au 31 décembre 2020 *(en MW)*		**Production attendue** *(en TWh/an)*		**Émissions de CO_2 évitées attendues** *(en Mt/an)*	
		Brute [1]	**Nette [2]**	**Brute [1]**	**Nette [2]**	**Brutes [1]**	**Nettes [2]**
Green Bond n° 1 novembre 2013		1 529	976	6,0	4,1	2,21	1,55
Green Bond n° 2 octobre 2015		1 107	815	4,6	3,3	2,53	1,83
Green Bond n° 3 octobre 2016	EDF Renouvelables	1 450	962	5,3	3,5	2,42	1,61
	EDF Hydro	903	903	0,2 [3]	0,2 [3]	0,01 [3]	0,01 [3]
Green Bond n° 4 janvier 2017	EDF Renouvelables + Luminus	137	86	0,4	0,26	0,17	0,12
	EDF Hydro + Luminus	142	133	0,1	0,05	0,01	0,01
Green Bond n° 5 septembre 2020	EDF Renouvelables + EDF ENR + Luminus	1 355	1 088	4,0 [4]	3,1 [4]	1,59 [4]	1,15 [4]
	EDF Hydro	123	123	0,03	0,03	0,001	0,001
TOTAL		**6 746**	**5 084**	**20,6**	**14,6**	**8,9**	**6,3**

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du Green Bond correspondant.

(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Green Bond correspondant.

(3) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet.

(4) N'inclut pas les acquisitions.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité des projets financés : capacité installée à l'issue de la construction de chaque Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant en phase de construction ou de mise en service du projet ;
- production attendue : prévision de production (dite « P50 ») prise en compte au moment de la décision d'investissement de chaque Projet Éligible ;
- émissions de CO_2 évitées : le facteur d'émission moyen du kilowattheure du système électrique est estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond directement au facteur d'émission ACV de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'United States Environmental Protection Agency (EPA eGRID 2018) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, Statistics Canada (2019) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (IEA 2019) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur demande auprès du siège du groupe EDF. Il est important de noter (i) qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

Biodiversité

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs de suivi associés aux projets de biodiversité ayant bénéficié d'un financement *Green Bond.* L'intégralité de ces projets a été portée par EDF Hydro.

Année(s)	Montant financé (en millions d'Euros)	Catégorie du *Green bond framework*	Type de projet	Nombre de projets considérés [1]	Indicateur	Valeur de l'indicateur
2020	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence "éviter, réduire et compenser" (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	4	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	17		17
			Partenariats biodiversité	7	Nombre d'espèces ciblées par les partenariats	20
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3
2017 – 2019 (financé par le Look Back)	16	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence "éviter, réduire et compenser" (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	7	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	22		16
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Renaturation/ restauration dont services écosystémiques	1	Surface concernée (ha)	190
			Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3

(1) 19 projets figurent à la fois dans le reporting d'impact du look back et dans celui de l'exercice 2020.

(2) Un projet au barrage d'Esterre dispose des éléments de la mise en conformité des débits réservés et de la continuité écologique ; il est donc compté pour le calcul des indicateurs de ces deux types de projets.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- **L'indicateur "nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet"** est établi sur la base des listes des espèces cibles des ouvrages rattachées à leurs dossiers d'exécution ou des arrêtés de classement des cours d'eau, et de l'analyse des experts naturalistes d'EDF. S'agissant d'opérations concernant principalement les milieux aquatiques, seules les espèces aquatiques et semi-aquatiques sont comptabilisées, bien que ces projets bénéficient généralement à un spectre plus large d'espèces animales et végétales. Si une espèce profite à plusieurs projets, elle n'est comptabilisée qu'une seule fois.
- **L'indicateur "nombre d'espèces ciblées par les partenariats"** porte sur les espèces citées nommément dans les conventions partenariales ou dans les rapports d'activités (les familles d'espèces ne sont donc pas comptabilisées). Les partenariats biodiversité couvrent un large panel d'activités, de la sensibilisation à la gestion de foncier ou à la réalisation d'inventaires naturalistes ou de diagnostics d'état écologique.
- **L'indicateur "surface concernée"** est mesuré en hectares (ha). Il correspond à la surface des projets portant sur la renaturation ou la restauration de milieux.

Attestation de l'un des Commissaires aux Comptes sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2020, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "Green Bond" du 25 novembre 2013, du 8 octobre 2015, du 11 octobre 2016, du 26 janvier 2017 et du 8 septembre 2020

Au Président – Directeur général,

En notre qualité de Commissaire aux Comptes de la société Electricité de France S.A. (la "**Société**") et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2020, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "Green Bond" (les "**Émissions**") du 25 novembre 2013 pour un montant de 1,4 milliard d'euros (l' "**Émission GB1**"), du 8 octobre 2015 pour un montant de 1,25 milliard de dollars américains (l' "**Émission GB2**"), du 11 octobre 2016 pour un montant de 1,75 milliard d'euros (l' "**Émission GB3**"), du 26 janvier 2017 pour un montant de 26 milliards de yens (l' "**Émission GB4**") et du 8 septembre 2020 pour un montant de 2,4 milliards d'euros (l' "**Émission GB5**"), figurant dans le document ci-joint, intitulé "*Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bond) émises par EDF en novembre 2013, octobre 2015 octobre 2016, janvier 2017 et septembre 2020*", et établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission des 25 novembre 2013, 8 octobre 2015, 11 octobre 2016, 26 janvier 2017 et 8 septembre 2020 (les "**Contrats d'Émission**").

Ce document, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires "Green Bond", fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les "**Projets Éligibles**") depuis la date de réception des fonds jusqu'au 31 décembre 2020 (l'"**Allocation des Fonds Levés**") et sur la période dite de "*look-back*" d'une durée de 3 ans précédant l'année d'ÉmissionGB5 :

- au titre de l'Émission GB1, soit du 27 novembre 2013 au 31 décembre 2015, d'un montant de 1,4 milliard d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée en juin 2015 ;
- au titre de l'Émission GB2, soit du 13 octobre 2015 au 31 décembre 2017, d'un montant de 1,25 milliard de dollars américains, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée fin 2017 ;
- au titre de l'Émission GB3, soit du 11 octobre 2016 au 31 décembre 2019, d'un montant de 1,75 milliard d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée fin 2019 ;
- au titre de l'Émission GB4, soit du 26 janvier 2017 au 31 décembre 2020, d'un montant de 26 milliards de yens, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée en juin 2020 ;
- au titre de l'Émission GB5, soit du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2020 (période de "*look-back*" comprise), d'un montant de 2,4 milliards d'euros, étant précisé que 2 384 millions d'euros ont été alloués au 31 décembre 2020.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- le respect des quatre composantes des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Émission, ainsi que dans le *Green Bond Framework* d'EDF mis à jour en janvier 2020 (le "*Green Bond Framework* EDF") ;
- le suivi des fonds issus des Émissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2020 dans le cadre des Émissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au 31 décembre 2020 à la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Éligibles" du document joint à la présente attestation.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Émission, ainsi que dans le *Green Bond Framework* EDF et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Émission et du *Green Bond Framework* EDF ;
- de nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation ;
- de nous prononcer sur le caractère approprié de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Ces comptes consolidés, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 17 février 2021.

En outre, nous n'avons pas mis en œuvre de procédures pour identifier, le cas échéant, les événements survenus postérieurement à l'émission de notre rapport sur les comptes consolidés en date du 17 février 2021.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

Pour les informations relatives à l'Allocation des Fonds Levés et au respect des quatre composants des Green Bond Principles

- vérifier la correcte prise en compte des quatre composantes des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, tels que définis en annexe des Contrats d'Émission et dans le *Green Bond Framework* EDF ;
- vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors des Émissions et leur allocation exclusive à des Projets Éligibles ;
- vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Éligibles et financés par chacune des Émissions ;
- effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020 ;

Pour l'estimation des émissions de CO_2 évitées

- procéder à une revue critique de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées ;
- vérifier la conformité dans tous leurs aspects significatifs des modalités appliquées pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au cours de la période avec la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Éligibles financés" du document joint à la présente attestation ;

- vérifier la cohérence des informations relatives à l'estimation des données de production et au choix des facteurs d'émission utilisés (calcul des facteurs d'émission des réseaux électriques où les projets sont implantés et choix des facteurs d'émission par technologie de production d'énergie), étant précisé qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler :

- sur le respect des quatre composantes des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association ;*
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Émission et dans le *Green Bond Framework* EDF ;
- sur le suivi des fonds issus des Émissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2020 dans le cadre des Émissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au 31 décembre 2020 par rapport à la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Éligibles financés" du document joint à la présente attestation.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Paris La Défense, le 15 mars 2021

L'un des Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés **Christophe Patrier Associé**

6.8 Informations relatives à l'émission d'OCEANEs Vertes

Sur la base de la 24ème résolution approuvées par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 7 mai 2020, EDF a procédé le 8 septembre 2020 à une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes), à échéance du 14 septembre 2024, d'un montant nominal de 2 399 999 989,27 euros représenté par 219 579 139 Obligations d'une valeur nominale unitaire de 10,93 euros. Les obligations ont fait l'objet d'une offre dans le cadre d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon. Dans cette émission, l'État français a souscrit à 87 831 655 obligations, soit un montant nominal d'environ 960 millions d'euros, correspondant à une souscription à hauteur d'environ 40 % de l'émission. Le cadre et les modalités de cette émission sont exposés dans les rapports reproduits ci-dessous.

6.8.1 Rapport complémentaire du Conseil d'administration relatif à l'émission d'OCEANEs Vertes (articles L. 225-129-5 et R. 225-16 du Code de commerce)

Conseil d'administration du 6 novembre 2020

Mesdames, Messieurs, Chers Actionnaires,

Nous vous rendons compte, conformément aux dispositions des articles L. 225-129-5 et R. 225-116 du Code de commerce, de l'usage qui a été fait de la délégation consentie par l'assemblée générale mixte des actionnaires d'EDF (la « **Société** ») du 7 mai 2020 aux termes de sa 24ème résolution, en vertu de laquelle il a été procédé à une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes de la Société par voie d'offre au public visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier (dite « par voie de placement privé »), sans droit préférentiel de souscription (les « **OCEANEs Vertes** »).

Nous vous précisons que le Conseil d'administration a subdélégué au Président-Directeur Général de la Société le pouvoir de décider la réalisation de l'émission des OCEANEs Vertes, conformément aux dispositions de l'article L. 225-129-4, al. 1er du Code de commerce. À ce titre, au cours de la séance du Conseil d'administration du 6 novembre 2020, le Président-Directeur Général a rendu compte de l'usage qui avait été fait de cette subdélégation, décrit les modalités définitives de l'émission des OCEANEs Vertes et soumis au Conseil un projet de rapport complémentaire relatif à l'opération.

En application des dispositions légales et réglementaires précitées, nous vous présentons le présent rapport complémentaire qui décrit les conditions définitives de l'émission des OCEANEs Vertes, expose l'incidence de cette opération sur la situation des actionnaires de la Société, ainsi que l'incidence théorique de l'émission sur la valeur boursière de l'action EDF.

1. Cadre juridique de l'émission

1.1 Assemblée générale mixte des actionnaires du 7 mai 2020

Nous vous rappelons que l'assemblée générale mixte des actionnaires de la Société du 7 mai 2020 (l' « **Assemblée Générale 2020** »), statuant dans les conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, conformément aux dispositions des articles L. 225-129 et suivants du Code de commerce, notamment L. 225-129-2 à L. 225-129-6, L. 225-131, L. 225-135, L. 225-136, des articles L. 228-91 et suivants du Code de commerce, a notamment, aux termes de sa 24ème résolution :

(i) délégué au Conseil d'administration, pour une durée de 26 mois à compter de l'Assemblée Générale 2020, avec faculté de subdélégation, sa compétence à l'effet d'augmenter le capital social de la Société par émission d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières donnant accès au capital par voie d'offre au public visée à l'article L. 411-2 du Code monétaire et financier (dite « par voie de placement privé »), en une ou plusieurs fois, sans droit préférentiel de souscription des actionnaires ;

(ii) décidé que le montant nominal global de l'ensemble des titres de créance susceptibles d'être émis en vertu de la 24ème résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le plafond de 2,4 milliards d'euros (ou la contre-valeur de ce montant) relatif aux émissions de titres de créance, prévu au huitième alinéa de la 22ème résolution adoptée par l'Assemblée Générale 2020, étant précisé que (x) ce plafond est commun à l'ensemble des titres de créance dont l'émission serait réalisée sur le fondement des résolutions adoptées par l'Assemblée Générale 2020, et (y) le montant nominal global de l'augmentation de capital résultant de l'exercice des droits attachés aux titres de créance émis en vertu de la 24ème résolution est limité par, et vient s'imputer sur, les plafonds définis au (iii) ci-dessous ;

(iii) décidé que le montant nominal maximum des augmentations de capital social, immédiates ou à terme, susceptibles d'être mises en œuvre en vertu de la 24ème résolution ne pourra pas excéder un plafond global de 290 millions d'euros et le plafond prévu par la loi (soit, au jour de l'Assemblée Générale 2020, 20 % du capital social par an) ; étant précisé que ce montant s'imputera sur (x) le plafond de 290 millions d'euros relatif aux augmentations de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription, prévu au quatrième alinéa de la 23ème résolution adoptée par l'Assemblée Générale 2020, et, en conséquence, (y) la limite commune aux augmentations de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription réalisées en vertu des résolutions adoptées par l'Assemblée Générale 2020, d'un montant de 365 millions d'euros, prévue au troisième alinéa de la 22ème résolution adoptée par l'Assemblée Générale 2020 ;

(iv) décidé que le prix d'émission des valeurs mobilières donnant accès au capital, émises sur le fondement de la 24ème résolution, sera tel que la somme perçue immédiatement par la Société, majorée, le cas échéant, de celle susceptible d'être perçue ultérieurement par elle, soit, pour chaque action émise en conséquence de l'émission de ces valeurs mobilières, au moins égale au prix de souscription minimum prévu par les dispositions réglementaires en vigueur (soit la moyenne pondérée des cours des trois dernières séances de bourse sur le marché Euronext Paris précédant le début de l'offre au public au sens du Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, éventuellement diminuée d'une décote maximale de 10 %) ;

(v) autorisé le Conseil d'administration, aux termes de sa 25ème résolution, pour une durée de 26 mois à compter de l'Assemblée Générale 2020 et avec faculté de subdélégation, à augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation du capital de la Société réalisée avec ou sans droit préférentiel de souscription, en vertu notamment de la 24ème résolution, au même prix que celui retenu pour l'émission initiale, dans les délais et limites prévus par la loi et la règlementation applicables au jour de l'émission initiale (soit dans les 30 jours de la clôture de la souscription et dans la limite de 15 % de l'émission initiale) ; et

(vi) délégué au Conseil d'administration, aux termes du treizième alinéa de sa 24ème résolution, tous pouvoirs, avec faculté de subdélégation, pour mettre en œuvre la délégation de compétence consentie aux termes de cette résolution, à l'effet notamment de : fixer les termes, conditions, modalités et dates des émissions ; déterminer le nombre et les caractéristiques des titres qui seraient émis en vertu de ladite résolution, en ce compris, s'agissant des titres de créance, leur rang, leur taux d'intérêt et les conditions de paiement des intérêts, leur devise d'émission, leur durée et leurs modalités de remboursement et d'amortissement ; fixer la date de jouissance, même rétroactive, des titres qui seraient émis en vertu de cette résolution ; fixer les modalités selon lesquelles la Société aura, le cas échéant, la faculté de racheter ou d'échanger les titres qui seraient émis en vertu de cette résolution ; et solliciter l'admission aux négociations des titres émis en vertu de la présente résolution partout où le Conseil d'administration avisera.

1.2 Conseil d'administration du 7 septembre 2020

En vertu de cette délégation, le Conseil d'administration, dans sa séance du 7 septembre 2020, a notamment décidé :

(i) du principe (x) de l'émission, par voie d'offre au public visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier (dite « par voie de placement privé »), avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et sans délai de priorité, d'un emprunt représenté par les OCEANEs Vertes, d'un montant nominal maximum de 2,4 milliards d'euros, et (y) de l'augmentation de capital consécutive à la conversion éventuelle des OCEANEs Vertes en actions ordinaires nouvelles de la Société, dans la limite d'un montant nominal maximum de 290 millions d'euros, compte non tenu du montant nominal des éventuelles actions supplémentaires à émettre pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital, conformément aux dispositions légales en vigueur ou aux modalités des OCEANEs Vertes ;

(ii) que les OCEANEs Vertes seraient offertes dans le cadre d'un placement exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon ;

(iii) que les principales modalités des OCEANEs Vertes seraient fixées, notamment dans les limites suivantes :

- montant : le montant nominal de l'emprunt représenté par des OCEANEs Vertes serait au maximum de 2,4 milliards d'euros ;
- prime : la valeur nominale unitaire des OCEANEs Vertes ferait ressortir une prime de conversion d'au moins 25 % par rapport à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action de la Société constatés sur le marché réglementé d'Euronext à Paris (« **Euronext Paris** ») du lancement de l'offre des OCEANEs Vertes jusqu'au moment de la fixation des modalités définitives des OCEANEs Vertes le jour du lancement de l'émission ;
- taux : les OCEANEs Vertes ne porteraient pas d'intérêt ;
- maturité : la maturité des OCEANEs Vertes serait comprise entre 3 ans et 5 ans à compter de la date d'émission ;
- remboursement anticipé : les OCEANEs Vertes pourraient devoir être remboursées par la Société en cas de défaut ou de retrait de la cote de la Société, sous certaines conditions ;
- ajustement du ratio de conversion / échange : outre les cas d'ajustement prévus par la loi, le ratio de conversion / échange des OCEANEs Vertes serait notamment ajusté en cas de distribution d'un dividende ; et
- admission aux négociations : les OCEANEs Vertes seraient admises aux négociations sur le système multilatéral de négociation Euronext Access, opéré par Euronext à Paris (« **Euronext Access** »).

Le Conseil d'administration a par ailleurs décidé, conformément aux dispositions de l'article L. 225-129-4 du Code de commerce, selon les conditions et dans les limites fixées par la 24ème résolution de l'Assemblée Générale 2020, de subdéléguer au Président-Directeur Général, pour une durée expirant le 30 novembre 2020, les pouvoirs nécessaires à l'effet, notamment, de : procéder à l'émission des OCEANEs Vertes ; fixer les termes, conditions et modalités définitives de ladite émission, en ce compris le calendrier de l'opération ; préparer un projet du rapport prévu aux articles L. 225-129-5 et R. 225-116 du Code de commerce et soumettre ledit projet au Conseil d'administration ; et, plus généralement, avec faculté de subdélégation, prendre toutes dispositions utiles, conclure tous accords, requérir toutes autorisations, effectuer toutes formalités, et faire le nécessaire pour parvenir à la bonne fin des émissions envisagées.

1.3 Décisions du Président-Directeur Général du 8 septembre 2020

Le 8 septembre 2020, le Président-Directeur Général, agissant sur subdélégation du Conseil d'administration, conformément à la 24ème résolution de l'Assemblée Générale 2020, à la décision du Conseil d'administration du 7 septembre 2020 et aux dispositions de l'article L. 225-129-4 du Code de commerce, a notamment décidé :

(i) après avoir constaté que le capital social de la Société était intégralement libéré, de procéder au lancement par la Société de l'émission d'un emprunt obligataire représenté par les OCEANEs Vertes, par voie d'offre au public visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier (dite « par voie de placement privé »), avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et sans délai de priorité, sous réserve des conditions de marché ;

(ii) que le placement des OCEANEs Vertes aurait lieu ce même jour, dans le cadre d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon ;

(iii) de fixer les modalités indicatives des OCEANEs Vertes ;

(iv) d'arrêter les termes et conditions indicatifs des OCEANEs Vertes ;

(v) que les modalités définitives de l'émission (notamment le nombre d'OCEANEs Vertes à émettre, leur valeur nominale unitaire et le taux de rendement actuariel brut) seraient arrêtées à l'issue de la procédure de construction du livre d'ordres visée ci-dessus et feraient l'objet d'une décision ultérieure du Président-Directeur Général ;

(vi) que le produit de l'émission des OCEANEs sera notamment affecté au financement ou au refinancement, en tout ou partie, directement ou indirectement, des investissements éligibles, conformément au *Green Bond Framework* de la Société ; et

(vii) de solliciter l'admission aux négociations des OCEANEs Vertes sur Euronext Access.

Les établissements garants de l'opération ont ainsi procédé au placement des OCEANEs Vertes, dans le cadre d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon, conformément aux règles propres à chaque pays où a été effectué le placement dans le cadre de la procédure susvisée.

Ce même jour, faisant usage des pouvoirs qui lui ont été conférés par le Conseil d'administration le 7 septembre 2020, conformément à la 24ème résolution de l'Assemblée Générale 2020, à la décision du Conseil d'administration du 7 septembre 2020 et aux dispositions de l'article L. 225-129-4 du Code de commerce, après avoir constaté que le capital social de la Société était intégralement libéré et que, depuis le 7 mai 2020, aucune décision d'émission de valeurs mobilières n'avait été prise en vertu des délégations octroyées dans le cadre des 22ème à 30ème résolutions adoptées par l'Assemblée Générale 2020, le Président-Directeur Général de la Société, a arrêté, à l'issue de la procédure de construction du livre d'ordres, les modalités définitives des OCEANEs Vertes, dont certaines caractéristiques sont résumées ci-après, et a décidé de procéder à l'émission des OCEANEs Vertes conformément à ces modalités (l'« **Émission** »).

2. Conditions définitives de l'émission

2.1 Caractéristiques de l'offre

Montant nominal de l'Émission	**2 399 999 989,27 euros.**
Produit net de l'Émission	2 558 334 835,86 euros.
Nombre d'OCEANEs Vertes émises	219 579 139 OCEANEs Vertes.
Valeur nominale unitaire des OCEANEs Vertes	10,93 euros par OCEANE Verte, faisant ressortir une prime de conversion de 32,5 % par rapport au cours de référence des actions ordinaires de la Société sur Euronext Paris. Ce cours de référence est égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action EDF constatés sur Euronext Paris depuis le lancement de l'émission le 8 septembre 2020 jusqu'à la fixation des modalités définitives des OCEANEs Vertes, soit 8,2465 euros.
Offre au public	Offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique de l'Australie et du Japon (telle que visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier).
Souscription des principaux actionnaires	L'État français a souscrit à l'Émission pour un montant nominal de 960 millions d'euros, représentant 40 % de l'Émission.
Droit préférentiel de souscription – Délai de priorité	Non applicable.
Prix d'émission des OCEANEs Vertes	107 % de la valeur nominale, soit 11,70 euros par OCEANE Verte.
Date d'émission et de règlement-livraison des OCEANEs Vertes	14 septembre 2020 (la « **Date d'Émission** »).
Cotation des OCEANEs Vertes	Depuis le 14 septembre 2020, sur le système multilatéral de négociation Euronext Access™ opéré par Euronext à Paris, sous le code ISIN FR0013534518.
Compensation	Euroclear France / Euroclear Bank S.A./N.V. / Clearstream Banking S.A. (Luxembourg).
Agent de structuration – Teneurs de Livre	BNP Paribas, agissant en qualité d'agent de structuration ; BNP Paribas, Crédit Agricole Corporate and Investment Bank, J.P. Morgan Securities plc, BofA Securities Europe S.A., Goldman Sachs International, Morgan Stanley & Co. International plc, agissant en qualité de teneurs de livre associés ; et Crédit Industriel et Commercial S.A., MUFG Securities (Europe) N.V. et Natwest Markets plc, agissant en qualité de co-teneurs de livre.
Intermédiaires(s) chargé(s) du service des titres et du service financer	Le service de titres ainsi que la centralisation du service financier de l'emprunt sont assurés par BNP Paribas Securities Services. Les services d'agent de calcul sont assurés par Conv-Ex Advisors Limited.
Engagement d'abstention d'émission d'actions ou d'instruments donnant accès au capital	90 jours calendaires après la Date d'Émission.

2.2 Caractéristiques des OCEANEs Vertes

Rang des OCEANEs Vertes	**Les OCEANEs Vertes constituent des engagements non-subordonnés de la Société, directs, inconditionnels, non assortis de sûretés, venant sans préférence entre eux et, sous réserve de certaines exceptions légales, au même rang que les autres engagements non-subordonnés et non assortis de sûretés, présents ou futurs, de la Société.**
Maintien du rang des OCEANEs Vertes	Tant que des OCEANEs Vertes seront en circulation, la Société n'accordera pas de sûreté réelle sur l'un de ses actifs ou revenus (présents ou futurs) aux fins de garantir un endettement prenant la forme de titres financiers, ni de garantie ou d'indemnité au titre d'un tel endettement, à moins que les OCEANEs Vertes ne bénéficient au même moment des mêmes sûretés.
Taux nominal – Intérêt	Les OCEANEs Vertes ne portent pas d'intérêt.
Notation de l'Émission	L'Émission n'a pas fait l'objet d'une demande de notation.
Durée de l'emprunt	4 ans à compter de la date de règlement-livraison des OCEANEs Vertes.
Date d'échéance des OCEANEs Vertes	Le 14 septembre 2024 (la « **Date d'Échéance** »).
Amortissement normal des OCEANEs Vertes	À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les OCEANEs Vertes seront remboursées en totalité au pair à la Date d'Échéance (ou le premier jour ouvré suivant si cette date n'est pas un jour ouvré).
Amortissement anticipé des OCEANEs Vertes au gré de la Société	Les OCEANEs Vertes pourront être remboursées en totalité au pair de manière anticipée à l'initiative de la Société : à tout moment, sans limitation de prix ni de quantité, par rachats en bourse ou hors bourse ou par offres de rachat ou d'échange ; à tout moment, sous réserve du respect d'un préavis de 30 à 60 jours calendaires, par remboursement au pair de la totalité des OCEANEs Vertes en circulation, si : – à compter du 14 septembre 2022 (inclus) et jusqu'à la Date d'Échéance (exclue), la moyenne arithmétique des produits des cours moyens pondérés de l'action EDF constatés sur Euronext Paris (calculée sur une période de 20 jours de bourse consécutifs choisis par la Société parmi les 40 jours de bourse consécutifs qui précèdent le jour de la publication de l'avis de remboursement anticipé) par le ratio de conversion/échange (sur la même période) excède 130 % de la valeur nominale des OCEANEs Vertes ; ou – le nombre d'OCEANEs Vertes en circulation est inférieur à 20 % du nombre d'OCEANEs Vertes initialement émises.
Exigibilité anticipée des OCEANEs Vertes	Possible, au pair, en cas de survenance de certains événements (*e.g.*, inexécution des termes et conditions des OCEANEs par la Société), déclenchée par une décision de l'assemblée générale des porteurs à la majorité des deux tiers.
Amortissement anticipé au gré des porteurs d'OCEANEs Vertes en cas de retrait de la cote	Possible, au pair, déclenchée par une décision de l'assemblée générale des porteurs à la majorité des deux tiers.
Droits attachés aux OCEANEs Vertes / Droit à l'Attribution d'Actions	**Nature du Droit à l'Attribution d'Actions** Les porteurs d'OCEANEs Vertes disposeront d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs OCEANE Vertes en actions nouvelles et/ou existantes de la Société (le « **Droit à l'Attribution d'Actions** »). **Période d'Exercice du Droit à l'Attribution d'Actions** À tout moment à compter du lendemain du quatre-vingt-dixième jour suivant la Date d'Émission (inclus) (*i.e.*, le 14 décembre 2020) et jusqu'au septième jour ouvré (inclus) précédant la Date d'Échéance ou la date de remboursement anticipé. **Modalités de répartition des actions ordinaires livrées en cas d'exercice du Droit à l'Attribution d'Actions** À la Date d'Émission des OCEANEs Vertes, le ratio de conversion et/ou d'échange des OCEANEs Vertes est d'une action par OCEANEs Verte, sous réserve des ajustements usuels, en ce compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des OCEANEs Vertes (le « **Ratio d'Attribution d'Actions** »). En cas d'exercice de ce droit, les porteurs d'OCEANEs Vertes recevront, au choix de la Société, des actions nouvelles de la Société, des actions existantes ou une combinaison des deux. Le nombre total d'actions ordinaires nouvelles et/ou existantes de la Société sera déterminé par l'agent de calcul et sera égal, pour chaque porteur d'OCEANE Vertes, au Ratio d'Attribution d'Actions en vigueur à la Date d'Exercice multiplié par le nombre d'OCEANE Vertes transférées à l'agent centralisateur et pour lesquelles le Droit à l'Attribution d'Actions a été exercé. **Suspension du Droit à l'Attribution d'Actions** En cas d'augmentation de capital ou d'émission de nouvelles actions de la Société ou de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société ou de toute autre opération financière comportant un droit préférentiel de souscription ou réservant une période de souscription prioritaire au profit des actionnaires de la Société, ainsi qu'en cas de fusion ou de scission, la Société se réserve le droit de suspendre l'exercice du Droit à l'Attribution d'Actions pendant un délai qui ne peut excéder trois mois ou tout autre délai fixé par la réglementation applicable, l'exercice de cette faculté ne pouvant en aucun cas faire perdre aux porteurs d'OCEANEs Vertes leur Droit à l'Attribution d'Actions.
Jouissance et cotation des actions sous-jacentes	Les actions nouvelles porteront jouissance courante à compter de leur date de livraison. Elles seront immédiatement assimilables aux actions existantes et feront l'objet de demandes périodiques d'admission aux négociations sur Euronext Paris, sur la même ligne de cotation que les actions existantes. Les actions existantes remises à la suite de l'échange des OCEANEs Vertes porteront jouissance courante à compter de leur date de livraison, seront cotées sur Euronext Paris et immédiatement négociables en bourse.
Devise de l'émission	Euro.
Droit applicable	Droit français.

3. But de l'émission

Un montant égal au produit net de l'Émission sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles nouveaux ou existants, tels que définis dans le *Green Bond Framework* d'EDF. Les projets éligibles existants qui pourront être refinancés par l'intermédiaire de cette Émission, avec une période rétrospective maximale de trois ans précédant l'année d'Émission des OCEANEs Vertes, représentent environ 1,5 milliard d'euros, conformément au *Green Bond Framework* d'EDF.

Cette émission pourra également contribuer au renforcement des fonds propres de la Société, en cas d'exercice par les porteurs de leur option de conversion des OCEANEs Vertes se traduisant par l'émission d'actions nouvelles de la Société.

4. Incidences de l'émission des OCEANEs Vertes et de l'exercice du droit à l'attribution d'actions sur la situation des titulaires de titres de capital et de valeurs mobilières donnant accès au capital

4.1 Dilution en cas de remise d'actions ordinaires nouvelles de la Société – Incidence de l'émission sur la quote-part des capitaux propres pour les actionnaires de la Société

Le tableau suivant présente, à titre indicatif, l'incidence de l'émission d'actions ordinaires nouvelles sur la quote-part des capitaux propres par action en cas d'exercice du Droit à l'Attribution d'Actions pour la totalité des OCEANEs Vertes et dans l'hypothèse où la Société choisirait de remettre uniquement des actions ordinaires nouvelles de la Société.

Les calculs sont effectués sur la base :

(i) des capitaux propres tels qu'ils ressortent des comptes sociaux et consolidés au 30 juin 2020 ;

(ii) de 3 098 609 774 actions sur une base non diluée au 30 juin 2020, soit 3 103 621 086 actions composant le capital social à cette date moins 5 011 312 actions auto-détenues au 30 juin 2020 ; et

(iii) de l'hypothèse d'un Ratio d'Attribution d'Actions égal à 1.

	Avant émission	Après émission et conversion des OCEANEs Vertes
Capitaux propres sociaux d'EDF S.A. (en €)	38 932 716 919,38	41 491 051 755,27[1]
Capitaux propres consolidés part du groupe (en M€)	44 864	47 422[1]
Nombre d'actions – base non diluée	3 098 609 774	3 318 188 913
Nombre d'actions – base diluée[2]	3 098 609 774	3 318 188 913
Quote-part des capitaux propres sociaux par action – base non diluée	12,56 €	12,50 €
Quote-part des capitaux propres sociaux par action – base diluée	12,56 €	12,50 €
Quote-part des capitaux propres consolidés part du groupe par action – base non diluée	14,48 €	14,29 €
Quote-part des capitaux propres consolidés part du groupe par action – base diluée	14,48 €	14,29 €

4.2 Dilution en cas de remise d'actions ordinaires nouvelles de la Société – Incidence de l'émission sur la situation des actionnaires de la Société

Le tableau suivant présente, à titre indicatif, l'incidence de l'émission d'actions ordinaires nouvelles sur la participation dans le capital d'un actionnaire détenant 1 % du capital social de la Société au 30 juin 2020 et n'ayant pas souscrit à l'émission d'OCEANEs Vertes, en cas d'exercice du Droit à l'Attribution d'Actions pour la totalité des OCEANEs Vertes et dans l'hypothèse où la Société choisirait de remettre uniquement des actions ordinaires nouvelles de la Société.

Les calculs sont effectués sur la base :

(i) de 3 103 621 086 actions composant le capital social de la Société au 30 juin 2020 ; et

(ii) de l'hypothèse d'un Ratio d'Attribution d'Actions égal à 1.

Participation de l'actionnaire *(en %)*	Avant émission	Après émission et conversion des OCEANEs Vertes
Base non diluée	1 %	0,93 %
Base diluée[3]	1 %	0,93 %

(1) Le montant nominal de l'Émission est de 2 399 999 989,27 euros et le produit net de l'Émission est de 2 558 334 835,86 euros.

(2) En prenant pour hypothèse qu'il n'y a aucun instrument dilutif autre que les OCEANEs Vertes.

(3) En prenant pour hypothèse qu'il n'y a aucun instrument dilutif autre que les OCEANEs Vertes.

5. Incidence de l'émission des OCEANEs Vertes et de l'exercice du droit à l'attribution d'actions sur la valeur boursière de l'action EDF

L'incidence théorique de l'émission et de la conversion des OCEANEs Vertes sur la valeur boursière de l'action EDF est de + 2,11 % en base non diluée et de + 2,11 % en base diluée.

Elle a été calculée sur la base :

- d'un cours de bourse de 8,8275 euros par action de la Société, cours égal à la moyenne des cours de clôture des vingt séances de bourses précédant le 8 septembre 2020 (date de lancement de l'Émission) ;
- de l'émission de 219 579 139 OCEANEs Vertes de 10,93 euros de valeur nominale, et de la conversion de la totalité de ces OCEANEs en 219 579 139 actions ordinaires nouvelles de la Société (1 action ordinaire pour 1 OCEANE Verte) ;
- d'un produit net de l'émission de 2 558 334 835,86 euros.

Le tableau ci-dessous présente, sur la base des hypothèses ci-dessus, l'incidence théorique de l'émission et de la conversion des OCEANEs Vertes sur la valeur boursière de l'action EDF :

Incidence théorique de l'émission et de la conversion des OCEANEs Vertes sur la valeur boursière de l'action EDF	
Émission des OCEANEs Vertes	
Nombre d'OCEANEs Vertes émises	219 579 139
Ratio d'Attribution d'Actions	1
Produit net de l'émission des OCEANEs Vertes	2 558 334 835,86 €
Nombre total d'actions ordinaires EDF susceptibles d'être créées par conversion des OCEANEs Vertes	219 579 139
Situation avant émission des OCEANEs Vertes (base non diluée)	
Nombre d'actions EDF avant émission des OCEANEs Vertes	3 103 621 086
Valeur boursière de l'action EDF résultant de la moyenne des cours de clôture des vingt séances de bourses précédant le 8 septembre 2020	8,8275 €
Valeur boursière d'EDF avant l'Émission	27 397 215 137 €
Situation après émission et conversion des OCEANEs Vertes (base non diluée)	
Nombre total d'actions EDF après émission et conversion des OCEANEs Vertes	3 323 200 225
Valeur théorique d'une action EDF après émission et conversion des OCEANEs Vertes	9,0141€
Valeur boursière théorique de EDF après émission et conversion des OCEANEs Vertes	29 955 549 973 €
Incidence théorique de l'émission et de la conversion des OCEANEs Vertes	2,11 %
Situation après émission et conversion des OCEANEs Vertes (base diluée(1))	
Nombre total d'actions EDF après émission et conversion des OCEANEs Vertes	3 323 200 225
Valeur théorique d'une action EDF après émission et conversion des OCEANEs Vertes	9,0141€
Valeur boursière théorique d'EDF après émission et conversion des OCEANEs Vertes	29 955 549 973 €
Incidence théorique de l'émission et de la conversion des OCEANEs Vertes	2,11 %

Fait à Paris, le 6 novembre 2020

Le Conseil d'administration

(1) En prenant pour hypothèse qu'il n'y a aucun instrument dilutif autre que les OCEANE Vertes.

6.8.2 Rapport complémentaire des Commissaires aux comptes sur l'émission d'OCEANEs avec suppression du droit préférentiel de souscription

Décisions du Président-Directeur Général du 8 septembre 2020 par subdélégation du conseil d'administration réuni le 7 septembre 2020

Aux Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société (la « Société ») et en application des dispositions de l'article R. 225-116 du code de commerce, nous vous présentons un rapport complémentaire à notre rapport du 6 avril 2020 sur l'émission, tant en France qu'à l'étranger, avec suppression du droit préférentiel de souscription, par voie d'offre au public visée à l'article L.411-2 du code monétaire et financier (dite « par voie de placement privé »), et dans la limite de 20 % du capital social par an, (i) d'actions ordinaires de la Société, (ii) de valeurs mobilières de quelque nature que ce soit, émises à titre onéreux ou gratuit, donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre de la Société et/ou (iii) de valeurs mobilières de quelque nature que ce soit, émises à titre onéreux ou gratuit, donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre d'une société dont la Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital, autorisée par votre assemblée générale mixte du 7 mai 2020, dans sa vingt-quatrième résolution.

Cette assemblée avait délégué à votre conseil d'administration, avec faculté de subdélégation, la compétence pour décider d'une telle opération dans un délai de 26 mois. Le montant nominal des augmentations du capital susceptibles d'être réalisées, immédiatement ou à terme, ne peut excéder 290 millions d'euros, ce montant s'imputant sur le plafond de 290 millions d'euros fixé à la vingt-troisième résolution et sur le plafond global de 365 millions d'euros fixé à la vingt-deuxième résolution. Le montant nominal des titres de créance susceptibles d'être émis ne peut excéder, et s'impute sur, le plafond global de 2,4 milliards d'euros fixé à la vingt-deuxième résolution.

Faisant usage de cette délégation, votre conseil d'administration a notamment décidé dans sa séance du 7 septembre 2020 :

a) du principe (i) de l'émission, par voie d'offre au public visée à l'article L. 411-2, 1° du code monétaire et financier (dite « par voie de placement privé »), avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et sans délai de priorité, exclusivement réservée à des investisseurs qualifiés au sens de l'article 2, point e), du Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France (à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon), selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, d'un emprunt représenté par des obligations « vertes » à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes de la Société (les « OCEANEs Vertes »), d'un montant nominal maximum de 2,4 milliards d'euros, et (ii) de l'augmentation du capital consécutive à la conversion éventuelle des OCEANEs Vertes en actions ordinaires nouvelles de la Société, dans la limite d'un montant nominal maximum de 290 millions d'euros, compte non tenu du montant nominal des éventuelles actions supplémentaires à émettre pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital, conformément aux dispositions légales en vigueur ou aux modalités des OCEANEs Vertes ;

b) que les principales modalités des OCEANEs Vertes seraient fixées, notamment dans les limites suivantes :

- montant : le montant nominal de l'emprunt représenté par des OCEANEs Vertes serait au maximum de 2,4 milliards d'euros ;
- prime : la valeur nominale unitaire des OCEANEs Vertes ferait ressortir une prime de conversion d'au moins 25 % par rapport à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action de la Société constatés sur le marché réglementé d'Euronext à Paris du lancement de l'offre des OCEANEs Vertes jusqu'au moment de la fixation des modalités définitives des OCEANEs Vertes le jour du lancement de l'émission ;
- taux : les OCEANEs Vertes ne porteraient pas d'intérêt ;
- maturité : la maturité des OCEANEs Vertes serait comprise entre 3 ans et 5 ans à compter de la date d'émission.

Le conseil d'administration a en outre décidé de subdéléguer au Président-Directeur Général, pour une durée expirant le 30 novembre 2020, les pouvoirs nécessaires à l'effet de procéder à ladite émission.

Faisant usage de cette subdélégation, votre Président-Directeur Général a décidé le 8 septembre 2020, à l'issue de la procédure de construction du livre d'ordres auprès des investisseurs qualifiés, de procéder à l'émission de 219 579 139 OCEANEs Vertes, de valeur nominale unitaire de 10,93 euros, faisant ressortir une prime d'émission de 32,5 % par rapport à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action de la Société constatés sur le marché réglementé d'Euronext Paris depuis le lancement de l'émission le 8 septembre 2020 et jusqu'au moment de la fixation des modalités définitives des OCEANEs Vertes, pour un montant nominal total de 2 399 999 989,27 euros. Le règlement/livraison des OCEANEs Vertes est intervenu le 14 septembre 2020, à un prix d'émission égal à 107 % de la valeur nominale, soit 11,70 euros par OCEANE Verte.

Chaque OCEANE Verte pourra être convertie et/ou échangée en une (1) action nouvelle ou existante, d'une valeur nominale de 0,50 euro. Le montant nominal maximum de l'augmentation du capital susceptible de résulter de la conversion des OCEANEs Vertes s'élève à 109 789 570 euros. Les OCEANEs Vertes ne portent pas intérêt et viendront à échéance le 14 septembre 2024, sauf cas d'amortissement anticipé par remboursement ou d'exigibilité anticipée.

Il appartient au conseil d'administration d'établir un rapport complémentaire conformément aux articles R. 225-115 et suivants, ainsi qu'à l'article R. 22-10-31 du code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur la sincérité des informations chiffrées tirées d'une situation financière intermédiaire, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription et sur certaines autres informations concernant l'émission, données dans ce rapport.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont notamment consisté à vérifier :

– la sincérité des informations chiffrées tirées de la situation financière intermédiaire de la Société et des comptes consolidés résumés semestriels, établis sous la responsabilité du conseil d'administration au 30 juin 2020, selon les mêmes méthodes et suivant la même présentation que les derniers comptes annuels et consolidés. La situation financière intermédiaire de la Société a fait l'objet de notre part de travaux consistant à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers, à vérifier qu'elle a été établie selon les mêmes principes comptables et les mêmes méthodes d'évaluation et de présentation que ceux retenus pour l'élaboration des derniers comptes annuels et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Les comptes consolidés résumés semestriels ont par ailleurs fait l'objet d'un examen limité par nos soins selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ;

– la conformité des modalités de l'opération au regard de la délégation donnée par l'assemblée générale ;

– les informations données dans le rapport complémentaire du conseil d'administration sur le choix des éléments de calcul du prix d'émission des titres de capital à émettre et son montant définitif.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

– la sincérité des informations chiffrées, tirées de la situation financière intermédiaire de la Société et des comptes consolidés résumés semestriels, et données dans le rapport complémentaire du conseil d'administration du 6 novembre 2020 ;

– la conformité des modalités de l'opération au regard de la délégation donnée par votre assemblée générale mixte du 7 mai 2020 et des indications fournies aux actionnaires.

Le rapport complémentaire du conseil d'administration appelle de notre part l'observation suivante : ce rapport précise que le prix d'émission des OCEANEs Vertes et en conséquence, des titres de capital à émettre, a été fixé à l'issue d'un processus usuel de construction du livre d'ordres auprès des investisseurs qualifiés. Ce prix d'émission résulte – par définition – de la confrontation de l'offre et de la demande sur ce titre.

En conséquence, nous ne pouvons pas donner notre avis sur le choix des éléments de calcul du prix d'émission des titres de capital à émettre et son montant définitif, sur la présentation de l'incidence de l'émission sur la situation des titulaires de titres de capital, appréciée par rapport aux capitaux propres, et sur la valeur boursière de l'action, et de ce fait, sur la suppression du droit préférentiel de souscription sur laquelle vous vous êtes précédemment prononcés.

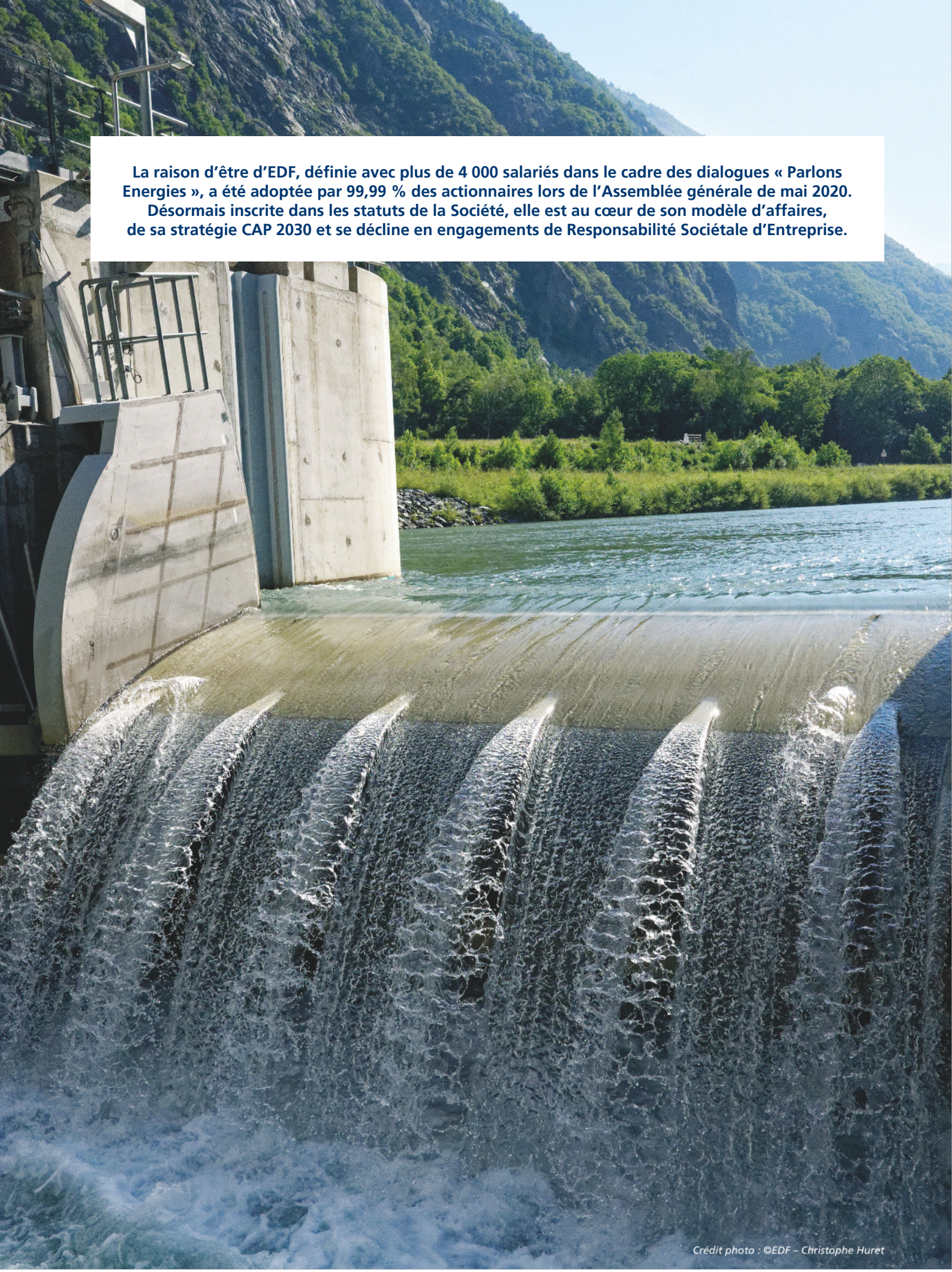
En application de la loi, nous vous signalons que le présent rapport complémentaire n'a pu être mis à la disposition des actionnaires dans le délai prescrit par l'article R. 225-116 du code de commerce.

Paris La Défense, le 10 mars 2021

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

La raison d'être d'EDF, définie avec plus de 4 000 salariés dans le cadre des dialogues « Parlons Energies », a été adoptée par 99,99 % des actionnaires lors de l'Assemblée générale de mai 2020. Désormais inscrite dans les statuts de la Société, elle est au cœur de son modèle d'affaires, de sa stratégie CAP 2030 et se décline en engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise.



Crédit photo : ©EDF – Christophe Huret

7

INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ 508

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social 508
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE 508
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 508
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 508
7.1.5 Litiges 508
7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public 509

7.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 510

7.2.1 Objet social 510
7.2.2 Exercice social 510
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 510
7.2.4 Droits attachés aux actions 511
7.2.5 Cession et transmission des actions 511
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 511
7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 511
7.2.8 Assemblées générales 511
7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société 512
7.2.10 Franchissements de seuils 512

7.3 INFORMATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET À L'ACTIONNARIAT 513

7.3.1 Montant et évolution du capital social 513
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 514
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 516
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 517
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 517
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 518
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 518
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 518
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 519
7.3.10 Dialogue actionnarial 519

7.4 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 520

7.5 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS 521

7.5.1 Opérations avec des apparentés 521
7.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 522
7.5.3 Procédure sur les conventions courantes 524

7.6 CONTRATS IMPORTANTS 525

7.6.1 Contrats importants conclus en 2020 525
7.6.2 Contrats importants conclus en 2019 525
7.6.3 Contrats importants conclus en 2018 525

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est à Paris 8e, 22-30, avenue de Wagram.

Le numéro de téléphone est + 33 (0) 1 40 42 22 22.

7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 401E.

7.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constitué, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions spécifiques issues notamment du code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.1.5 Litiges

Cette section a pour objet de décrire les principales procédures judiciaires autres que celles visées dans les notes 5 et 17.3 de l'annexe aux comptes consolidés (section 6.1) ainsi que les évolutions significatives desdites procédures intervenues depuis la date d'approbation des comptes jusqu'à la date de dépôt de ce document.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre procédure administrative, judiciaire ou arbitrale y compris toute procédure dont la Société a connaissance, qui est en suspens ou dont elle est menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et ou du Groupe que celles visées ci-dessous et celles figurant dans les comptes consolidés clos au 31/12/2020.

Enquêtes ADLC

Le groupe EDF fait actuellement l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence. La première, relative aux pratiques commerciales d'EDF et de certaines de ses filiales sur les marchés de services énergétiques, fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. EDF et ses filiales ont introduit des recours devant la Cour d'Appel de Versailles pour contester ces opérations de visite et de saisies. Par ordonnances du 12 avril 2018 et du 10 janvier 2019, le Président de la Cour d'Appel de Versailles a rejeté les appels contre l'ordonnance d'autorisation des opérations de visite et de saisies et contre le déroulement de ces opérations. Le pourvoi en cassation introduit par EDF et ses filiales a été rejeté par un arrêt du 20 janvier 2021. La seconde procédure, relative aux pratiques commerciales d'EDF sur les marchés de détail de fourniture d'énergie, fait suite à une plainte d'Engie portant notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. La troisième procédure, relative à la politique de prix d'EDF pour ses offres de fourniture d'électricité aux clients non résidentiels dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVa, fait suite à une plainte de la société Plüm Énergie en date du 14 septembre 2020. Cette plainte est assortie d'une demande de mesures conservatoires, sur laquelle l'ADLC se prononcera début 2021. La quatrième procédure fait suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019. Elle porte sur la constitution d'un partenariat par une filiale dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur.

Enquête AMF

Dans le cadre d'une enquête diligentée par l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés depuis le mois de juillet 2013, l'AMF a notifié à EDF deux griefs le 5 avril 2019, qu'EDF a contesté. La Commission des sanctions de l'AMF a prononcé le 28 juillet 2020 des sanctions pécuniaires respectives de cinq millions d'euros à l'encontre de la société EDF et de cinquante mille euros de son ancien Président-Directeur Général au titre d'un manquement de diffusion d'informations fausses ou trompeuses dans le cadre de la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C à l'occasion du communiqué de presse en date du 21 octobre 2013 et intitulé « Accord sur les termes commerciaux des contrats relatifs au projet de centrale nucléaire Hinkley Point C ». EDF a fait appel de cette décision.

La Commission des sanctions écarte, en revanche, tout manquement à l'obligation de communiquer dès que possible une information privilégiée relative à la décision d'EDF de poursuivre le projet Hinkley Point C dans le cadre de la consolidation par intégration globale dans les comptes du groupe, communiquée au marché le 21 septembre 2015, mettant ainsi hors de cause, sur ce point, tant la société EDF que son Président-Directeur Général en fonction.

Enquête CRE/REMIT

Le 1er décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er avril 2016, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF par courrier en date du 5 juillet 2018 avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Cela ne préjuge en rien de l'issue de la procédure.

L'autorité néerlandaise pour les consommateurs et les marchés (ACM) a procédé à l'ouverture d'une enquête concernant la disponibilité de la centrale de Sloe (CCG basé aux Pays Bas). Le 19 novembre 2020, EDF et EDF Trading Limited ont reçu une notification des griefs de l'ACM. Cela ne préjuge en rien de l'issue de la procédure

Recours par des ONG et des associations contre les autorisations administratives liées aux moyens de production

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du groupe (ASN, décision préfectorale, décret, arrêté…) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public

7.1.6.1 EDF entreprise publique

En tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État voir la section. 7.2.9, EDF est soumise aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes, conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du code des juridictions financières.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.

En tant qu'acheteur, EDF est soumise au code de la commande publique.

7.1.6.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité.

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du code de l'énergie, a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone, définis par le décret n° 2020-457 du 21 avril 2020.

La PPE définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 a fixé la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

En application de la loi, EDF a établi un Plan Stratégique d'Entreprise (PSE) présentant les actions que l'entreprise s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE. Le PSE a été transmis le 14 octobre 2020 pour approbation à la ministre chargée de l'énergie.

La loi énergie climat du 8 novembre 2019 précise la procédure concernant le PSE, qui devra désormais porter sur les deux périodes de la PPE, être rendu public à l'exclusion des informations relevant du secret des affaires, et présenter les dispositions d'accompagnement mis en place pour les salariés du fait de la fermeture de centrales nucléaires ou thermiques. En cas d'incompatibilité du PSE avec la PPE, la loi prévoit une mise en demeure suivie, le cas échéant, de sanctions.

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'Outre-mer et quelques îles bretonnes). La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une PPE qui leur est propre. Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE pour la France métropolitaine continentale.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission a été confiée, par la loi, à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du code de l'énergie.

La mission de fourniture d'électricité consiste en outre à assurer la fourniture d'électricité de secours aux clients raccordés aux réseaux publics et dont le fournisseur est défaillant ou a fait l'objet d'un retrait ou d'une suspension de son autorisation

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au moyen de la péréquation nationale des tarifs ainsi que du droit au tarif.

L'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1er novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant du « chèque énergie ». Celui-ci constitue un titre spécial de paiement permettant aux ménages connaissant des difficultés financières de couvrir une partie de leurs dépenses de consommation d'énergie (électricité, gaz, fioul etc.) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement.

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenu au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application tel que modifié par le décret n° 2014-274 du 27 février 2014 et le décret n° 2016-555 du 6 mai 2016.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseaux)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix d'être aux tarifs réglementés ;
- la production. Ce domaine comprend la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- l'obligation d'achat ou de conclure des contrats de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ des dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseaux

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines dans lesquels les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent document d'enregistrement universel, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement à différentes reprises.

7.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article premier de ses statuts :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le code de l'énergie et l'article L. 2 224-31 du code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

La raison d'être de la Société est telle que suit : Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

7.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé. Le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013 (voir la section 6.5.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

En application de l'article L. 225-123 du code de commerce tel que modifié par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, un droit de vote double de celui dont bénéficient les autres actions sera conféré de droit à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans au moins, au nom du même actionnaire. Ces dispositions ont pris effet le 3 avril 2016. En effet, le Conseil d'administration d'EDF avait décidé de ne pas proposer à l'Assemblée générale de modification des statuts visant à faire obstacle à l'application du droit de vote double prévu à l'article L. 225-123 du code de commerce.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres Assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers, les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

7.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration est doté d'un règlement intérieur, régulièrement mise à jour, destiné à préciser notamment les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration, en complément des dispositions légales et réglementaires applicables et des statuts de la Société.

Ces modalités sont décrites à la section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ».

Le règlement intérieur du Groupe est accessible sur le site Internet du Groupe (www.edf.fr).

7.2.8 Assemblées générales

7.2.8.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.8.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'assemblée en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du code de commerce) ou voter à distance (les formulaires ne donnant aucun sens de vote sont considérés comme des votes négatifs, ceux exprimant une abstention seront pris en compte pour le calcul du quorum mais ne seront pas pris en compte pour le calcul de la majorité).

Conformément à l'article R. 225-85 du code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'inscription en compte des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du code de commerce), au deuxième jour précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Conformément à l'article R. 225-85 du code de commerce, l'inscription des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constatée par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par Internet, avant l'Assemblée générale.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir la section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

7.2.8.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les demandes d'inscription à l'ordre du jour de l'Assemblée générale de points ou de projets de résolutions par des actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du code de commerce doivent parvenir à la Société au plus tard le vingt-cinquième jour qui précède la date de l'assemblée, sans pouvoir être adressées plus de 20 jours calendaires après la publication de l'avis préalable de réunion, conformément à l'article R. 225-73 du code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution, qui peuvent être assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'inscription des titres dans les mêmes comptes au deuxième jour précédant l'assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Le Conseil d'administration y répond ou délègue au Président-Directeur Général le pouvoir d'y répondre, conformément à l'article L. 225-108 du code de commerce, la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site Internet de la Société.

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

7.2.8.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-126 du code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la Société et l'Autorité des marchés financiers, au plus tard le deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la Société et de l'Autorité des marchés financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la revente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la Société, un actionnaire ou l'Autorité des marchés financiers peut demander au Tribunal de commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société

En vertu de l'article L. 111-67 du code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir la section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.2.10 Franchissements de seuils

En vertu des dispositions du code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1 du code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 223-14 du règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement physique ou en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I 4o *bis* du code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils, leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède. Les statuts de la Société prévoient que s'appliquent aux déclarations de franchissement de seuils statutaires qui y sont prévues les règles de calcul et d'assimilation à la détention d'actions qui sont applicables aux seuils légaux, ainsi que les obligations d'information relatives aux instruments financiers qui ne sont pas assimilés à des actions.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce, pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat

7.3.1 Montant et évolution du capital social

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	**3 099 923 579**
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	1 549 961 789,50 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal, le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'Assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,50 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en Bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole – CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »). Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée.

Le 29 juillet 2013, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour une quote-part du solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

La mise en paiement le 18 décembre 2015 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 30 065 279,50 euros à la suite de l'émission de 60 130 559 actions. Le capital social a ainsi été porté de 930 004 234 euros à 960 069 513,50 euros, divisé en 1 920 139 027 actions ordinaires.

Le 31 octobre 2016, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 12 mai 2016 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 31 octobre 2016 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 47 942 646 euros à la suite de l'émission de 95 885 292 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 006 625 695,50 euros à 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires.

Lors de sa réunion du 3 mars 2017, le Conseil d'administration, faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016 dans sa deuxième résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 370 938 843,50 euros, divisé en 2 741 877 687 actions ordinaires. Le montant final brut de l'augmentation de capital prime d'émission incluse s'est élevé à 4 017 905 375,40 euros et s'est traduit par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles, elle a été lancée le 6 mars 2017 et a été définitivement réalisée le 30 mars 2017.

Le 12 juillet 2017, le capital a été augmenté pour être porté à la somme 1 443 677 137 euros, divisé 2 887 354 274 en actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 18 mai 2017 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 14 décembre 2017 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 398 440 228,20 euros à la suite de l'émission de 40 084 530 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 443 677 137 euros à 1 463 719 402 euros, divisé en 2 927 438 804 actions ordinaires.

Le 29 juin 2018, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 505 133 838 euros, divisé en 3 010 267 676 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 15 mai 2018 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Lors de sa réunion du 19 novembre 2019, le Conseil d'administration a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 de 0,15 euro par action et a décidé, dans les conditions fixées par la quatrième résolution de l'Assemblée générale mixte du 16 mai 2019, l'option du paiement de cet acompte en actions nouvelles de la Société.

La mise en paiement le 17 décembre 2019 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation de capital social de 429 635 913,60 euros à la suite de l'émission de 52 651 460 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 525 484 813,00 euros à 1 551 810 543 euros, divisé en 3 103 621 086 actions ordinaires.

Lors de sa réunion le 29 juillet 2020, le Conseil d'administration a décidé d'annuler, en date du 30 septembre 2020, 3 697 507 actions EDF autodétenues qui avaient été préalablement affectées à un objectif de réduction de capital par voie d'annulation d'actions le 19 décembre 2019. À cette date, le capital social a été porté à la somme de 1 549 961 789,50 euros de nominal, divisé en 3 099 923 579 actions de 0,50 euros de nominal.

7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions

Un programme de rachat d'actions de la Société initialement autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois. Ce programme a été reconduit pour 18 mois par les Assemblées générales qui se sont successivement tenues depuis 2006 et a notamment été approuvé par l'Assemblée générale du 15 mai 2018.

7.3.2.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document d'enregistrement universel (programme autorisé par l'Assemblée générale du 7 mai 2020)

L'Assemblée générale du 7 mai 2020, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 22-10-62 et suivants du code de commerce, des articles 241-1 et suivants du règlement général de l'Autorité des marchés financiers et du règlement européen (UE) n° 596/2014 du 16 avril 2014 sur les abus de marché, a autorisé par sa vingt-et-unième résolution la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société.

Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation d'acheter des actions de la Société donnée par la dix-huitième résolution de l'Assemblée générale du 16 mai 2019.

Les objectifs du programme de rachat sont : l'annulation d'actions ; l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés de la Société, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment au titre de la participation aux résultats de l'entreprise, ou par voie d'attribution gratuite ou d'offres réservées aux salariés ; la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ; l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidités conforme à la pratique de marché admise instaurée par l'Autorité des marchés financiers ; la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales ; la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ; plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers.

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 20 euros le prix maximum d'achat par action[1] et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 7 mai 2020, elle prendra donc fin le 7 novembre 2021 sauf adoption par l'Assemblée générale du 6 mai 2021 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 « Descriptif du nouveau programme de rachat d'actions proposé au vote de l'Assemblée générale mixte du 6 mai 2021 » ci-dessous.

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2020

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2020	**830 000**
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2020	0,027 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2020 [1] *(en euros)*	10 336 151,68
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2020 [2] *(en euros)*	10 702 850
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	3 697 507

(1) Évaluée au cours d'achat.
(2) Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2020, soit 12,895 euros.

(1) Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

Contrat de liquidité

Suite aux évolutions de la réglementation relative aux contrats de liquidité et en conformité avec la décision AMF n° 2018-01 du 2 juillet 2018, un nouveau contrat de liquidité a été conclu avec la société Oddo BHF et au 28 mars 2019, les moyens figurant au compte de liquidité étaient de 10 120 161 euros et 738 882 titres.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2020

Au cours de l'exercice 2020, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 8 226 451 de ses propres actions et cédé 8 581 882 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 9,5748 euros et le cours moyen de vente a été de 9,8023 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2020

Au 31 décembre 2020, la Société détenait un total de 830 000 de ses propres actions, toutes détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,027 % de son capital social).

Le 19 décembre 2019, le Président-Directeur Général agissant sur délégation du Conseil d'administration, a décidé de réaffecter 3 646 913 actions EDF initialement affectées au contrat de liquidité ainsi que 50 594 actions affectées à une offre réservée aux salariés de 2007 devenue sans objet soit un total de 3 697 507 actions à l'objectif de réduction de capital par annulation desdites actions. Le 30 septembre 2020, suite à une décision du Conseil d'administration du 29 juillet 2020, les 3 697 507 actions affectées à l'objectif de réduction de capital ont été annulées.

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1er janvier 2021 et le 28 février 2021, la Société a acquis 1 501 540 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 11.29178 euros, et cédé 928 715 actions pour une valeur unitaire moyenne de 11.51792 euros.

7.3.2.3 Descriptif du nouveau programme de rachat d'actions proposé au vote de l'Assemblée générale mixte du 6 mai 2021

En application des articles 241-2 et suivants du règlement général de l'AMF et L. 451-3 du code monétaire et financier, et conformément à la réglementation européenne, la Société présente ci-après le descriptif du programme de rachat qui sera soumis à l'approbation de l'Assemblée générale ordinaire et extraordinaire du 6 mai 2021.

Objectifs du nouveau programme de rachat d'actions

Dans le cadre du programme de rachat d'actions, les achats seront effectués en vue de :

- la réduction de capital par annulation d'actions ;
- l'allocation d'actions à des salariés et anciens salariés du groupe EDF, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions ou de toute offre réservée aux salariés ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière et la réalisation de toutes opérations de couvertures, raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales liées à ces valeurs mobilières ; l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidités ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des options donnant accès au capital de la Société et à la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales liées à ces options ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ;
- plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers.

Durée du programme de rachat d'actions

Le programme de rachat pourra être mis en œuvre pendant une période de 18 mois, à compter de la date de l'Assemblée générale du 6 mai 2021.

Part maximale du capital, nombre maximal et caractéristiques des titres que la Société se propose d'acquérir et prix maximum d'achat

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

Le prix maximum d'achat des actions dans le cadre de la présente résolution sera de 20 euros par action et le montant global des fonds pouvant être affectés à la réalisation de ce programme de rachat ne pourra excéder 2 milliards d'euros.

7.3.3 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, accordées par l'Assemblée générale mixte du 6 mai 2020 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2020 :

ÉTAT DES AUTORISATIONS ADOPTÉES PAR LES ASSEMBLÉES GÉNÉRALES MIXTES DU 7 MAI 2020

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*	Utilisation des autorisations *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 7 juillet 2022	365 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 7 juillet 2022	290 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé (2) avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 7 juillet 2022	290 (1) et 20 % du capital social par an	Émission de 219 579 139 OCEANEs
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 7 juillet 2022	15 % du montant de l'émission initiale (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 7 juillet 2022	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 7 juillet 2022	145 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (3)	26 mois 7 juillet 2022	10 % du capital de la Société dans la limite de 95 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit de ces derniers Émissions réservées au personnel	26 mois 7 juillet 2022	15	néant
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à des catégories de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 7 novembre 2021	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 7 novembre 2021	10 % du capital par période de 24 mois	Annulation de 3 697 507 actions

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 365 millions d'euros prévu par la 22e résolution soumise à l'Assemblée générale du 7 mai 2020 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(2) Offres visées à l'article L. 411-2 II du code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(3) Article L. 225-147 du code de commerce.

AUTORISATIONS PROPOSÉES À L'ADOPTION PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 6 MAI 2021

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 7 novembre 2022	10
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 7 novembre 2022	10 % du capital par période de 24 mois

7.3.4 Autres titres donnant accès au capital

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) à échéance 14 septembre 2024. Les obligations ont fait l'objet d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique de l'Australie et du Japon (telle que visée à l'article L. 411-2, 1° du code monétaire et financier) pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros et un rendement négatif annuel brut de - 1,68 %.

Le 14 septembre 219 579 139 OCEANEs Vertes ont été émises sous le code ISIN FR0013534518 avec une valeur nominale de 10,93 euros et un prix d'émission de 11,70 euros soit 107 % de la valeur nominale. Elles ne portent pas d'intérêts. L'État a souscrit 87 831 655 OCEANES Vertes soit 40% de l'émission et un montant en nominal de 960 M€.

La Société a décidé qu'en cas d'exercice par les porteurs d'OCEANEs Vertes de l'option de conversion et/ou d'échange desdites OCEANEs Vertes en actions ordinaires de la Société, il sera procédé à la conversion de ces OCEANEs Vertes et à l'émission par la Société de nouvelles actions ordinaires. Le ratio de conversion est de 1 OCEANE pour 1 action ordinaire mais pourrait faire l'objet d'un ajustement conformément aux termes du contrat d'émission.

Un montant égal au produit net de l'emission sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles (Eligible Projects) nouveaux ou existants, tels que définis dans le *Green Bond* Frameword d'EDF. Les projets éligibles existants qui pourront être refinancés par l'intermédiaire de cette émission avec une période rétrospective maximale de trois ans précédant l'année d'émission des obligations, représentent environ 1,5 milliard d'euros, conformément au *Green Bond* Framework d'EDF.

Cette émission pourra également contribuer au renforcement des fonds propres de la Société, en cas d'exercice par les porteurs de leur option de conversion des OCEANEs Vertes se traduisant par l'émission d'actions nouvelles de la Société.

En considérant une émission d'un montant nominal de 2 399 999 989,27 euros représenté par 219 579 139 Obligations d'une valeur nominale unitaire de 10,93 euros, sur la base du ratio de conversion initial, la dilution potentielle serait d'environ 7,1 % du capital de la Société si le droit à l'attribution d'actions était exercé pour l'ensemble des Obligations et que la Société décidait de remettre uniquement des actions nouvelles en cas d'exercice du droit à l'attribution d'actions (voir section 6.8 présentant le rapport du Conseil d'adminsitration et des Commissaires aux comptes sur l'émission).

7.3.5 Titres non représentatifs du capital

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

Le 6 octobre 2016, EDF a levé avec succès 2,655 milliards de dollars US sur 2 obligations senior auprès d'une vingtaine d'investisseurs sur le marché taïwanais (« obligations Formosa ») :

- obligation de 491 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,65 % ;
- obligation de 2,164 milliards de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Le 6 octobre 2016, EDF a également lancé avec succès une émission obligataire senior multi-devises d'environ 3 milliards d'euros sur 4 tranches :

- obligation verte (*Green Bond*) de 1,75 milliard d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 % ;
- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 % ;
- obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 % ;
- obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 %.

Avec ce troisième *Green Bond*, d'un montant de 1,75 milliard d'euros soit la plus importante tranche *green* en euros à ce jour, EDF a déjà émis l'équivalent de plus de 4 milliards d'euros de *Green Bonds* en 3 ans pour accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé avec succès 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %, qui représente la maturité la plus longue jamais émise sur le marché Samouraï.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samouraï Green et continue ainsi de participer activement au développement des *Green Bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). Il a également lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros. Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société en décembre 2027. La Société a également lancé des offres contractuelles de rachat visant les titres suivants :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 661,8 millions d'euros, et qui sont admises à la négociation sur Euronext Paris ;
- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 3 000 millions de dollars US, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg.

Le 28 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US à 50 ans dans le cadre de son programme EMTN avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %.

Par ailleurs, dans le cadre de ce même programme, le 2 décembre 2019, EDF a levé 1,25 milliard d'euros avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Le 12 décembre 2019, EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en euro et les résultats de la participation anticipée à son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars US.

Le 30 décembre 2019, EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars US. La Société a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'ensemble des obligations subordonnées à durée indéterminée pour un montant total de 1,250 milliard d'euros dont le montant en circulation est actuellement de 338,2 millions d'euros.

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé deux nouvelles émissions d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant nominal total de 2,1 milliards d'euros, consistant en :

- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros avec un coupon initial de 2,875 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 décembre 2026 (les « Obligations Hybrides non remboursables avant 6,5 ans ») ;
- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 1,250 milliard d'euros avec un coupon initial de 3,375 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 juin 2030 (les « obligations hybrides non remboursables avant 10 ans » et ensemble avec les Obligations Hybrides non remboursables avant 6,5 ans, les « Obligations Hybrides »).

7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités » du présent document d'enregistrement universel, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du code de commerce.

7.3.7 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2020		Situation au 31/12/2019		Situation au 31/12/2018	
	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital
État [1]	2 593 960 583	83,68	2 593 960 583	83,58	2 518 498 450	83,67
Institutionnels et particuliers	463 040 491	14,94	463 147 431	14,92	453 361 661	15,06
Actionnariat salarié	42 092 505 [(i)]	1,36	41 630 134 [(ii)]	1,34	34 679 546 [(iii)]	1,15
Actions autodétenues	830 000	0,02	4 882 938	0,16	3 728 019	0,12
TOTAL	**3 099 923 579**	**100**	**3 103 621 086**	**100,00**	**3 010 267 676**	**100,00**

(i) Ce nombre comprend d'une part 38 075 245 actions (représentant 1,23 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,017 millions d'actions, représentant 0,13 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(ii) Ce nombre comprend d'une part 37 527 237 actions (représentant 1,21 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,1 millions d'actions, représentant 0,13 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(iii) Ce nombre comprend d'une part 30 453 101 actions (représentant 1,01 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,2 millions d'actions, représentant 0,14 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(1) La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut la dotation de 328 349 361 actions EDF à l'EPIC BPI France

Suite à la dotation par l'État de 389 349 361 actions EDF à l'EPIC Bpifrance, le 29 janvier 2018, le concert entre l'EPIC Bpifrance et l'État a franchi à la hausse les seuils légaux de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 30 %, un tiers, 50 % et deux-tiers du capital et des droits de vote de la Société. L'État et Bpifrance agissent de concert et doivent se concerter avant chaque Assemblée générale d'EDF. L'EPIC Bpifrance s'est engagé à ne pas transférer, ni remettre en garantie les actions EDF ou à autrement en disposer.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français et Bpifrance ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

En octobre 2020, l'État a diminué sa dotation à l'EPIC Bpifrance de 61 000 000 actions EDF.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2020, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019 :

	Au 31/12/2020		Au 31/12/2019	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État *	2 593 960 583	83,68	2 593 960 583	83,58
Institutionnels Europe hors France	143 898 238	4,64	128 064 805	4,13
Institutionnels reste du monde	176 371 418	5,69	196 362 093	6,33
Institutionnels France	81 640 550	2,64	74 924 143	2,41
Actionnaires individuels	61 130 285	1,97	63 796 390	2,05
Actionnariat salarié	42 092 505	1,36	41 630 134	1,34
Autodétention	830 000	0,02	4 882 938	0,16
TOTAL	**3 099 923 579**	**100,00**	**3 103 621 086**	**100,00**

* *La participation de l'État au capital social d'EDF inclut la dotation de 328 349 361 actions d'EDF correspondant à la dotation de 389 349 361 actions EDF diminuée des 61 000 000 actions EDF rétrocédées en octobre 2020.*

L'État[(1)] a indiqué détenir 2 593 960 583 actions et 4 723 109 672 droits de vote d'EDF au 31 décembre 2020 (soit 83,68 % du capital et 89,05 % des droits de vote d'EDF)[(2)].

L'État s'est engagé à opter pour un paiement en actions pour le solde du dividende 2018 et pour le dividende au titre des exercices 2019 et 2020. Il a renouvelé son engagement pour l'exercice 2021.

31/12/2020	Actions	% capital	Droits de vote théoriques	% droits de vote théoriques	Droits de vote exerçables en AG	% droits de vote exerçables en AG
État Y compris Epic BPIFrance	2 593 960 583	83,68	4 723 109 672	89,05	4 723 109 672	89,07
Actionnariat salarié	42 092 505	1,36	74 964 231	1,41	74 964 231	1,41
Actionnaires institutionnels et individuels	463 040 491	14,94	504 900 795	9,52	504 900 795	9,52
Autodétention	830 000	0,02	830 000	0,02	-	-
TOTAL	**3 099 923 579**	**100**	**5 303 804 698**	**100**	**5 302 974 698**	**100**

7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

En outre, conformément à l'article L. 111-67 du code de l'énergie, l'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

7.3.10 Dialogue actionnarial

Les actionnaires institutionnels et individuels (hors actionnaires salariés) représentent environ 15 % du capital social d'EDF. Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, un dialogue constant a été mis en place avec ces parties prenantes.

La communication financière du groupe EDF consiste à établir un dialogue régulier avec les marchés financiers dans le respect de la réglementation. L'objectif est que le marché dispose des éléments de valorisation de l'entreprise dans la durée, en expliquant sa stratégie, son modèle de développement et son environnement.

Le Groupe poursuit dans ce contexte une politique active d'information et de dialogue, en mettant à disposition du public, des actionnaires individuels, des investisseurs institutionnels, et plus généralement de la communauté financière en France et à l'étranger, un large éventail de documents et supports d'information permettant de mieux comprendre le Groupe, sa stratégie, ses résultats et ses perspectives.

Relations avec les investisseurs institutionnels et les analystes financiers

Ce dialogue avec les marchés financiers vise à entretenir une image cohérente et fidèle du groupe EDF auprès des analystes et des investisseurs, afin notamment que ces derniers soient en mesure d'apprécier les performances opérationnelles et financières ainsi que les perspectives d'évolution du Groupe.

En 2020, comme pour les années précédentes, la publication des résultats financiers du Groupe au pas trimestriel a fait l'objet de présentations par la Direction Générale à l'occasion de conférences téléphoniques au cours desquelles elle a aussi répondu aux questions des investisseurs et des analystes financiers.

(1) La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut la dotation de 328 349 361 actions EDF à l'EPIC BPI France.

(2) Ce pourcentage a été calculé à partir du nombre de droits de vote double théoriques, sur la base de l'ensemble des actions auquelles sont attachées des drtois de vote y compris les actions privées de droits de vote.

Par ailleurs, tout au long de l'année, la Direction Générale et la Direction de la Communication Financière ont participé à des rencontres avec la communauté financière (analystes financiers et investisseurs institutionnels), sous la forme de conférences téléphoniques et de *roadshows*. La Direction de la Communication Financière entretient également des échanges continus avec les analystes sur leurs modèles et l'actualité du Groupe.

Relations avec les actionnaires individuels

EDF dispose depuis 2006 d'un Comité consultatif des actionnaires composé de 10 membres représentatifs de la diversité de l'actionnariat d'EDF et d'un Club actionnaires qui permet notamment de proposer des visites de sites industriels ainsi que des rencontres de présentation du groupe EDF. EDF dispose également d'un page Facebook actionnnaires EDF pour relayer les informations au plus près de ses actionnaires.

Un espace dédié existe sur le site Internet de la Société edf.fr et permet de mettre à la disposition des actionnaires toutes les informations utiles pour un dialogue actionnarial de qualité.

L'Assemblée générale des actionnaires est accessible à distance en direct, puis en *replay* et fait l'objet d'un compte-rendu diffusé *via* une lettre actionnaires spéciale AG. Les actionnaires peuvent également contacter la Société grâce à un numéro vert ou une adresse e-mail dédiée.

EDF a toujours porté une grande attention à la qualité du dialogue avec ses actionnaires et s'est attaché à leur proposer des modes de communication innovants.

EDF a proposé ainsi proposé à ses actionnaires de nouveaux rendez-vous numériques grâce à de courtes vidéos pédagogiques disponibles en français et en anglais, et accessibles aux personnes sourdes et malentendantes et s'est adapté pendant la crise sanitaire pour proposer de nouveaux supports de communications digitaux.

7.4 Marché des titres de la Société

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF. PA) et le code Bloomberg (EDF : FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 31 décembre 2020 (en base 100 au 21 novembre 2005) :

Le tableau ci-dessous décrit les cours de Bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2020 jusqu'au 31 janvier 2021 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		Cours de clôture *(en euros)*	
	(en nombre de titres)	*(en euros*)*	**Plus haut**	**Plus bas**
2021				
Janvier 2021	73 299 933	856 149 046	13,50	10,28
2020				
Décembre 2020	49 577 352	626 742 811	13,16	12,08
Novembre 2020	69 197 085	800 609 711	12,99	10,13
Octobre 2020	64 621 299	650 589 802	10,52	9,18
Septembre 2020	82 254 472	703 905 282	9,03	8,13
Août 2020	42 904 160	378 305 102	9,08	8,54
Juillet 2020	60 436 686	553 544 322	9,76	8,24
Juin 2020	76 477 230	635 601 120	9,04	7,80
Mai 2020	56 460 178	420 387 744	8,01	6,91
Avril 2020	65 447 474	470 321 234	8,01	6,59
Mars 2020	120 206 779	1 059 435 600	13,43	6,40
Février 2020	64 027 539	811 786 335	13,55	11,37
Janvier 2020	50 834 398	550 759 263	11,49	9,83

* *Les transactions en euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour (Source : Euronext).*

Année 2020

Au cours de l'année 2020, l'action EDF a clôturé en hausse de + 29,9 %, l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) en hausse de + 7,8 %, tandis que le CAC 40 a clôturé en baisse de - 7,1 %.

Au 31 décembre 2020, le cours de clôture de l'action EDF était de 12,89 euros (9,93 euros au 31 décembre 2019). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2020 a été de 13,55 euros le 21 février 2020, et son cours de clôture le plus bas de 6,40 euros le 19 mars 2020.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2020 s'élevait à 39,97 milliards d'euros (contre 30,82 milliards d'euros au 31 décembre 2019).

Année 2021

Depuis le début de l'année 2021, et jusqu'au 31 janvier 2021 inclus, l'action EDF a baissé de - 20,3 %, le CAC 40 a baissé de - 2,7 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a baissé de - 1,1 %.

Au 31 janvier 2021, le cours de clôture de l'action EDF était de 10,28 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2021 jusqu'au 31 janvier 2021 inclus a été de 10,28 euros le 29 janvier 2021, et son cours de clôture le plus haut de 13,50 euros le 8 janvier 2021.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 janvier 2021 atteignait 31,87 milliards d'euros.

7.5 Opérations avec des apparentés

7.5.1 Opérations avec des apparentés

Les informations concernant le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2020 figurent dans la note 22 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Y sont détaillées :

- les relations avec l'État ;
- les relations avec Engie ;
- les relations avec Orano et les entreprises du secteur public ;
- les principales relations intra-groupe.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit ci-dessous à la section 7.5.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document d'enregistrement universel.

7.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

À l'Assemblée générale des Actionnaires de la société Électricité de France S.A.,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France S.A. (la « **Société** »), nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du code de commerce, nous avons été avisés de la convention suivante, conclue au cours de l'exercice écoulé, qui a fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Souscription de l'État français dans le cadre de l'émission d'OCEANEs Vertes

Personnes concernées : l'État français représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % de la Société.

Nature, objet et modalités : dans le contexte de l'émission, par voie d'offre au public visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier (dite « par voie de placement privé »), d'obligations « vertes » à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (les « OCEANEs Vertes »), d'un montant nominal de 2,4 milliards d'euros, l'État français a placé un ordre, par le biais de l'Agence des participations de l'État, dans le livre d'ordres afin de souscrire à l'émission à hauteur d'environ 40 %.

Les OCEANEs Vertes souscrites par l'État français, comme l'ensemble des OCEANEs Vertes sont soumises aux stipulations du contrat de souscription OCEANEs Vertes (le « Contrat de Souscription »), dont le règlement/livraison est intervenu le 14 septembre 2020, à savoir :

- la valeur nominale des OCEANEs Vertes a été fixée à 10,93 euros, faisant ressortir une prime de conversion de 32,50 % par rapport au cours de référence[(1)] de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext à Paris ;

- aucun intérêt ne sera versé au titre des OCEANEs Vertes. Celles-ci ont été émises à un prix d'émission de 11,70 euros, i.e., 107,00 % de leur valeur nominale, soit un rendement annuel brut négatif de -1,68 % ;

- à moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les OCEANEs Vertes seront remboursées au pair à la date d'échéance fixée le 14 septembre 2024 ;

- le ratio de conversion et/ou d'échange des OCEANEs Vertes est d'une action ordinaire de la Société par OCEANEs Vertes, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende.

Votre Conseil d'administration réuni le 7 septembre 2020 a autorisé cette émission et, en tant que de besoin, la conclusion par la Société du Contrat de Souscription correspondant, considérant en ce qui concerne la souscription de l'Etat qu'elle était dans l'intérêt de la Société et permettrait la réalisation de l'émission des OCEANEs Vertes dans les meilleures conditions de marché.

Le 8 septembre 2020, l'Etat français a souscrit à l'Emission pour un montant nominal de 959 999 995,71 €, représentant environ 40% de l'Emission.

(1) Le cours de référence est égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de l'action EDF constatés sur Euronext Paris depuis le lancement de l'émission le 8 septembre 2020 jusqu'à la fixation des modalités définitives (pricing) des OCEANE Vertes ce même jour, 8,2465 euros.

Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Protocole transactionnel relatif à l'indemnisation par l'État français de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'État français représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : le protocole a pour objet de fixer les chefs de préjudices ainsi que les modalités de calcul de l'indemnisation à recevoir par EDF de l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim. La conclusion de ce protocole transactionnel, signé le 27 septembre 2019, a été autorisée par le Conseil d'administration réuni les 4 avril et 20 septembre 2019.

L'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale. À ce titre, EDF a reçu une indemnité de 370 millions d'euros le 14 décembre 2020. Le produit de cette indemnité est reconnu au compte de résultat en subvention d'exploitation au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses, soit un montant de 50 millions d'euros au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2020 ;
- de versements ultérieurs correspondants aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de productions futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex-post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Ce second chef d'indemnisation n'a pas eu d'effet au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2020.

2. Contrat de cession entre EDF, AREVA SA et AREVA NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de NEW NP (désormais dénommée FRAMATOME)

Personnes concernées : l'État français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'AREVA SA, et Monsieur François Delattre, administrateur d'EDF et d'AREVA SA.

Nature, objet et modalités : faisant suite au protocole d'accord signé le 28 juillet 2016, votre Conseil d'administration réuni le 15 novembre 2016 avait préalablement autorisé le contrat signé le même jour, fixant les termes de la cession d'une participation conférant à EDF SA le contrôle exclusif d'une entité (« NEW NP » devenue « Framatome »), détenue à 100 % par AREVA NP, filiale d'AREVA SA regroupant les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages de combustibles nucléaires et de services à la base installée du Groupe.

Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5 % du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1 868 millions d'euros hors frais d'acquisition.

Ce contrat pourrait être amené à produire des effets suite à la mise en œuvre de mécanismes contractuels dans le cadre des garanties de passif.

3. Autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession par AREVA SA de la totalité de sa participation dans le capital de NEW NP (désormais dénommée FRAMATOME)

Personnes concernées : l'État français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'AREVA SA, et Monsieur François Delattre, administrateur d'EDF et d'AREVA SA.

En complément du contrat signé entre EDF, AREVA SA et AREVA NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de FRAMATOME mentionné ci-dessus, votre Conseil d'administration a préalablement autorisé la conclusion des contrats suivants, successivement lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, qui ont été approuvés par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2018 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

a) Contrat signé par EDF relatif à l'acquisition de 19,5 % des titres FRAMATOME par Mitsubishi Heavy Industries (MHI)

Nature, objet et modalités : le contrat final de cession a été signé le 14 décembre 2017, concomitamment à l'acquisition par EDF de 75,5 % des titres Framatome.
Il a permis à MHI d'acquérir 19,5 % de Framatome auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Des négociations sont en cours entre les parties sur l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF et MHI.

b) Contrat signé par EDF relatif à l'acquisition de 5 % des titres FRAMATOME par Assystem

Nature, objet et modalités : le contrat final de cession a été signé le 14 décembre 2017, concomitamment à l'acquisition par EDF de 75,5 % des titres Framatome.
Il a permis à Assystem d'acquérir 5 % de Framatome auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP, en présence d'EDF et dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Des négociations sont en cours entre les parties sur l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF et Assystem.

Conventions autorisées au cours des exercices antérieurs et non approuvées par l'assemblée générale

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes qui figuraient dans nos rapports spéciaux sur les conventions et engagements réglementés relatifs aux exercices 2016 à 2019 et qui n'ont pas été approuvées par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Électricité – CTE, maison-mère de RTE

Personne concernée : l'État français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : l'accord, signé le 14 décembre 2016 et mis en œuvre le 31 mars 2017 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, a permis l'acquisition par ces dernières d'une participation indirecte de 49,9 % dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

Ce pacte d'actionnaires a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2020.

2. Convention conclue entre l'État français, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personne concernée : l'État français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'État français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'État de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Paris La Défense, le 10 mars 2021,

Les Commissaires aux comptes

KPMG SA.	**Deloitte & Associés**
Jay Nirsimloo Michel Piette	Damien Leurent Christophe Patrier

7.5.3 Procédure sur les conventions courantes

Le Conseil d'administration du 13 février 2020 a approuvé une procédure interne s'inscrivant dans la recommandation AMF et visant notamment à mettre en place conformément à l'article L 22-10-12 du code de commerce une procédure permettant d'évaluer régulièrement les conventions dites libres (c'est-à-dire les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales).

Compte tenu du nombre de conventions courantes et conclues à des conditions normales susceptibles d'être conclues par EDF, la procédure :

- établit une liste de conventions courantes « par nature », non soumises à évaluation ; cette catégorie inclut les conventions conclues de manière habituelle dans le cadre de l'activité d'EDF et une liste de conventions intra-groupe ;
- définit celles des conventions courantes et conclues à des conditions normales devant faire l'objet de l'évaluation annuelle du Conseil ; cette catégorie inclut les conventions jugées suffisamment significatives pour au moins une des parties au contrat ; elle comprend notamment les conventions ayant fait l'objet d'une décision du Comité des engagements du Comité exécutif du Groupe (CECEG), et les conventions conclues avec l'État ou une entreprise publique.

L'évaluation est soumise annuellement au Conseil d'administration et aura lieu lors du Conseil d'arrêté des comptes annuels, concomitamment à l'examen des conventions réglementées conclues au cours de l'exercice écoulé ou des conventions conclues et autorisées au cours d'exercices antérieurs et dont l'exécution s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

7.6 Contrats importants

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du code de commerce figurent dans les rapports spéciaux des Commissaires aux comptes reproduits à la section 7.5.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document d'enregistrement universel, à la section 7.5.5 du document de référence 2018 et à la section 7.5.4 du document de référence 2017.

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 et 5 du présent document d'enregistrement universel ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020, dans les chapitres 1 et 5 des documents de référence 2017 et 2018 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et 2018, et notamment les contrats présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, du document de référence 2018 et du document de référence 2017, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

7.6.1 Contrats importants conclus en 2020

Les contrats importants conclus en 2020, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- Contrat d'acquisition de la société Pod Point spécialisée dans les bornes de recharges électriques au UK par EDF Energy (13 février 2020);
- Contrat de cession de la branche E&P d'Edison signée avec Energean Oil and Gas (hors Algérie et Norvège) (17 décembre 2020).

7.6.2 Contrats importants conclus en 2019

Les contrats importants conclus en 2019, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- en Suisse, EDF a cédé sa participation de 25,04 % dans l'énergéticien suisse Alpiq (mai 2019) ;
- en France, signature d'un protocole d'indemnisation par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim (septembre 2019) ;
- en Italie, Edison a signé un protocole engageant pour céder à Energean Oil and Gas ses actifs d'exploration et de production de gaz (juillet 2019).

7.6.3 Contrats importants conclus en 2018

Les contrats importants conclus en 2018, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de la participation au capital de Dunkerque LNG (30 octobre 2018) ;
- contrat de cession d'une participation minoritaire de 49 % dans 24 fermes éoliennes situées au Royaume-Uni et représentant 550 MW à Dalmore Capital Limited et Pensions Infrastructure Platform (juin 2018) ;
- contrat d'acquisition d'un projet écossais de parc éolien en mer dénommé « Neart na Gaoithe » d'une puissance de 450 MW (mai 2018).

Crédit photo : ©EDF – Jean-Lionel Dias/ PWP

8

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

8.1 PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL ET ATTESTATION 528

8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel 528

8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2020 contenant le rapport financier annuel 528

8.2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES – COMMISSAIRES AUX COMPTES 528

8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC – LEI ET CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE 529

8.4 TABLES DE CONCORDANCE 530

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980 530

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 532

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 534

8.4.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière 535

8.4.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel 537

GLOSSAIRE 537

8.1 Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation

8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2020 contenant le rapport financier annuel

J'atteste que les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation et qu'il décrit les principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

Jean-Bernard Lévy,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

6, Place de la Pyramide, 92908 Paris – la Défense Cedex, représenté par Damien Leurent et Christophe Patrier.

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris – La Défense Cedex, représenté par Jay Nirsimloo et Michel Piette.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 jusqu'à l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016 puis de nouveau par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Les Commissaires aux comptes ci-avant désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document d'enregistrement universel.

8.3 Documents accessibles au public – LEI et Calendrier de communication financière

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante :www.edf.fr et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible à l'adresse suivante : www.edf.fr

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.

Résultats annuels 2020	**18 février 2021**
Assemblée générale annuelle des actionnaires	6 mai 2021
Chiffre d'affaires 1er trimestre 2020	12 mai 2021
Résultats semestriels 2020	29 juillet 2021

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels et avant l'annonce des résultats trimestriels *(quiet period)* pendant laquelle aucune information nouvelle sur la marche des affaires et les résultats d'EDF ne doit être délivrée aux analystes financiers et aux investisseurs, afin de ne pas courir le risque de communiquer des informations financières parcellaires pouvant conduire leurs destinataires à anticiper les résultats d'EDF avant leur publication.

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement Européen et du Conseil du 14 juin 2017, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document :

- les principales rubriques prévues par les Annexes 1 et 2 du règlement délégué (UE) 2019/980 du 14 mars 2019 ayant complété les dispositions du règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017 ;
- les informations qui constituent le rapport financier annuel prévu par les articles L. 451-1-2 du code monétaire et financier et 222 -3 du règlement général de l'AMF ;
- les informations qui constituent le rapport de gestion du Conseil d'administration prévu par le code de commerce ; les informations qui constituent la déclaration de performance extra-financière (DPEF) prévue par le code de commerce ;

le Document d'enregistrement universel 2019 du groupe EDF déposé auprès de l'AMF le 13 mars 2020 sous le numéro D-20-0128 (le Document de Référence 2019) www.edf.fr ; le Document de Référence 2018 du groupe EDF déposé auprès de l'AMF le 15 mars 2019 sous le numéro D-19-157 (le Document de Référence 2018) www.edf.fr ;

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2019 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 278 à 393) et 6.2 (pages 394 à 398) du document de référence 2019 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 314 à 429) et 6.2 (pages 430 à 432) du document de référence 2018 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, figurant au chapitre 5 (pages 244 à 275) du document de référence 2018 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, figurant au chapitre 5 (pages 278 à 312) du document de référence 2018 du groupe EDF.

8.4 Tables de concordance

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980

La table de correspondance ci-après permet d'identifier les informations requises par les annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 conformément au schéma de l'URD :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2020
1. Personnes responsables, information provenant de tiers, rapport d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1. Identité des personnes responsables	8.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	8.1
1.3. Nom, adresse, qualifications et intérêts potentiels des personnes intervenant en qualité d'experts	n/a
1.4. Attestation relative aux informations provenant d'un tiers	n/a
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	page 2
2. Contrôleurs légaux des comptes	
2.1. Identité des contrôleurs légaux	Section 8.2
2.2. Changement éventuel	n/a
3. Facteurs de risque	**Section 2.2**
4. Information concernant l'émetteur	
4.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 7.1.1
4.2. Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	Sections 7.1.2 et 8.3
4.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 7.1.3
4.4. Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	Section 7.1.1 et 7.1.4
5. Aperçu des activités	
5.1. Principales activités	
5.1.1. Nature des opérations	Section 1.4
5.1.2. Nouveaux produits et services importants	n/a
5.2. Principaux marchés	Section 1.4
5.3. Événements importants	Section 5.1.2 et 5.1.3
5.4. Stratégie et objectifs	Sections 1.3 et 5.4
5.5. Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	Section 1.5 et 2.1
5.6. Déclaration sur la position concurrentielle	Sections 1.4.2.1
5.7. Investissements	
5.7.1. Investissements importants réalisés	chiffres clés et 5.1.5.1.1.3
5.7.2. Principaux investissements en cours ou que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes et méthodes de financement	Sections 1.3.1 et 5.1.3.5
5.7.3. coentreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	Section 4.5.1 et Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 12
5.7.4. Questions environnementales	chapitre 3
6. Structure organisationnelle	
6.1. Description sommaire du Groupe	Section 1.2.1 et 1.2.2
6.2. Liste des filiales importantes	Section 1.2.1
7. Examen de la situation financière et du résultat	
7.1. Situation financière	
7.1.1. Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	Sections 5 et 6 Sections 3 et 8.4.4
7.1.2. Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	Section 1.5
7.2. Résultats d'exploitation	Section 6.1
7.2.1. Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	Sections 1.2.3, 5.1.2 et 5.1.3
7.2.2. Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	Section 5.1.4

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2020
8. Trésorerie et capitaux	
8.1. Information sur les capitaux	Sections 7.2 et 7.3
8.2. Flux de trésorerie	Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Notes 10.4, 10.7 et 13.1
8.3. Besoins de financement et structure de financement	Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 18.3
8.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
8.5. Sources de financement attendues	n/a
9. Environnement réglementaire	
9.1. Description de l'environnement réglementaire et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique	Sections 1.4, 1.3
10. Informations sur les tendances	
10.1. Description des principales tendances et de tout changement significatif de performance financière du Groupe depuis la fin du dernier exercice	Sections 5.2, 5.4 et 6.6.2
10.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	Section 5.4
11. Prévisions ou estimations du bénéfice	
11.1. Prévisions ou estimations de bénéfice publiées	n/a
11.2. Déclaration énonçant les principales hypothèses de prévision	Sections 5.1.2 et 5.1.3
11.3. Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Notes 1.4
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	
12.1. Informations concernant les membres	
Nom, adresse professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	Section 4.4
Expertise et expérience	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Déclaration de non-condamnation	Section 4.4.2
12.2. Conflits d'intérêts	Section 4.4.1
13. Rémunération et avantages	
13.1. Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 et 4.6.2
13.2. Provisions pour pensions et retraites	Section 4.6.1.1.3
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
14.1. Date d'expiration des mandats	Section 4.2.2.1
14.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	Section 4.4.3
14.3. Informations sur les Comités d'audit et le Comité de rémunération	Section 4.2.3
14.4. Déclaration de conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 4.1
14.5. Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	Section 4.2.2
15. Salariés	
15.1. Nombre de salariés	Section 3.4.2.1.1
15.2. Participations et stock-options	n/a
15.3. Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
16. Principaux actionnaires	
16.1. Actionnaires détenant plus de 5 % du capital à la date du document d'enregistrement	Section 7.3.8
16.2. Existence de droits de vote différents	Section 7.2.4
16.3. Contrôle direct ou indirect	Section 7.3
16.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	Section 7.3.9
17. Transactions avec des parties liées	**Section 7.5**
18. Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur	
18.1. Informations financières historiques	
18.1.1. Informations financières historiques audités pour les trois derniers exercices et le rapport d'audit	Section 6.1
18.1.2. Changement de date de référence comptable	n/a
18.1.3. Normes comptables	Section 6.1
18.1.4. Changement de référentiel comptable	n/a

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections du document de l'URD 2020
18.1.5. Informations financières en normes comptables françaises	Section 6.1
18.1.6. États financiers consolidés	Section 6.1
18.1.7. Date des dernières informations financières	n/a
18.2. Informations financières intermédiaires et autres	
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles	n/a
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques	
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	Section 6.2
18.3.2. Autres informations auditées	n/a
18.3.3. Sources et raisons pour lesquelles des informations n'ont pas été auditées	n/a
18.4. Informations financières *pro forma*	n/a
18.5. Politique de distribution de dividendes	
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable	Section 6.5
18.5.2. Montant du dividende par action	Section 6.5.1
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage	Section 2.2.1; 7.1.5 et 6.1 Annexe aux comptes consolidés
18.7. Changement significatif de la situation financière	Section 6.6.2
19. Informations supplémentaires	
19.1. Capital social	
19.1.1. Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	Sections 7.3.1, 7.3.3 et Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 14
19.1.2. Informations relatives aux actions non représentatives du capital	Section 7.3.5
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	Section 7.3.1 et 7.3.2
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	n/a
19.1.5. Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital	Sections 7.2.4, 7.2.5 et 7.3.3
19.1.6. Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options	Section 7.3.6
19.1.7. Historique du capital social	Section 7.3.1
19.2. Acte constitutif et statuts	
19.2.1. Registre et objet social	Sections 7.1.2 et 7.2.1
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions	Section 7.2.4
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	Section 7.2.9
20. Contrats importants	**Section 7.6**
21. Documents disponibles	**Section 8.3**

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion

Le présent document d'enregistrement universel inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2020 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100-1 et suivants du code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Chapitre du document d'enregistrement universel
1. Situation et activité du Groupe		
1.1. Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	L. 225-100-1, I., 1°, L. 232-1, II., L. 233-6 et L. 233-26 du code de commerce	Chapitre 5
1.2. Indicateurs clés de performance de nature financière	L. 225-100-1, I., 2° du code de commerce	Chiffres clés et chapitre 5
1.3. Indicateurs clefs de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	L. 225-100-1, I., 2° du code de commerce	Chapitre 3 et table de concordance section 8.4.4

Élément requis	Texte de référence	Chapitre du document d'enregistrement universel
1.4. Évènements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	L. 232-1, II et L. 233-26 du code de commerce	Section 5.1.2 et 5.1.3
1.5. Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées générales, et modifications intervenues au cours de l'exercice	L. 233-13 du code de commerce	Section 7.3. et 7.2.4
1.6. Succursales existantes	L. 232-1, II du code de commerce	Section 6.6.4
1.7. Prises de participation significatives dans les sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al. 1 du code de commerce	Section 5.1.3 et note 3 de l'annexe aux comptes consolidés
1.8. Aliénations des participations croisées	L. 233-29, L. 233-30 et R. 233-19 du code de commerce	NA
1.9. Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1, II et L. 233-26 du code de commerce	Sections 5.4
1.10. Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1, II et L. 233-26 du code de Commerce	1.5
1.11. Tableau faisant apparaître les résultats de la société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R. 225-102 du code de commerce	Section 6.6.1
1.12. Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	D. 441-4 du code de commerce	Section 6.6.3
1.13. Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration du commissaire au compte	L. 511-6 et R. 511-2-1-3 du code monétaire et financier	n/a
2. Contrôle interne et gestions des risques		
2.1. Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	L. 225-100-1, I., 3° du code de commerce	Section 2.2
2.2. Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité	L. 22-10-35, 1° du code de commerce	Section 2.2.3 Section 3.1
2.3. Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	L. 22-10-35, 2° du code de commerce	Section 2.1
2.4. Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principales de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	L. 225-100-1, 4° du code de commerce	Section 5.1.6
2.5. Dispositions anti-corruption	Loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite « Sapin 2 »	Section 3.3.2
2.6. Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	L. 225-102-4 du code de commerce	Section 3.6
3. Rapport sur le Gouvernement d'entreprise		**Voir la table de concordance section 8.4.3**
4. Actionnariat et capital		
4.1. Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	L. 233-13 du code de commerce	Section 7.3
4.2. Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du code de commerce	Section 7.3.2
4.3. État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	L. 225-102, alinéa 1er du code de commerce	Section 3.5.1.1 Section 7.3.8
4.4. Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	R. 228-90 et R. 228-91 du code de commerce	n/a
4.5. Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	L. 621-18-2 du code monétaire et financier	Section 4.5.2
4.6. Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 *bis* du code général des impôts	Section 6.5.1
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)		**Voir la table de concordance section 8.4.4**
6. Autres informations		

Élément requis	Texte de référence	Chapitre du document d'enregistrement universel
6.1. Informations fiscales complémentaires	223 *quater* et 223 *quinquies* du code général des impôts	n/a
6.2. Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du code de commerce	n/a

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise

Le présent document d'enregistrement universel inclut tous les éléments du rapport du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du code de commerce. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous et est inclus dans le rapport de gestion dans une section Gouvernement d'entreprise :

Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise	Texte de référence	Sections de l'URD
Information sur les rémunérations		
3.1. Politique de rémunération des mandataires sociaux	L. 22-10-8, I., alinéa 2 du code de commerce	Section 4.6.1
3.2. Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	L. 22-10-9, I., 1° du code de commerce	Sections 4.6.1 et 4.6.2
3.3. Proportion relative de la rémunération fixe et variable	L. 22-10-9, I., 2° du code de commerce	Section 4.6.1
3.4. Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	L. 22-10-9, I., 3° du code de commerce	Section 4.6.1.1
3.5. Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	L. 22-10-9, I., 4° du code de commerce	Section 4.6.1.1
3.6. Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du code de commerce	L. 22-10-9, I., 5° du code de commerce	Section 4.6.2.3
3.7. Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	L. 22-10-9, I., 6° du code de commerce	Section 4.6.1
3.8. Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	L. 22-10-9, I., 7° du code de commerce	Section 4.6.1
3.9. Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	L. 22-10-9, I., 8° du code de commerce	Section 4.6.1
3.10. Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée générale ordinaire prévu au II de l'article L. 225-100 (jusqu'au 31 décembre 2020) puis au I de l'article L. 22-10-34 (à partir du 1er janvier 2021) du code de commerce	L. 22-10-9, I., 9° du code de commerce	Section 4.6.1
3.11. Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	L. 22-10-9, I., 10° du code de commerce	n/a
3.12. Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du code de commerce (suspension du versement de la rémunération des administrateurs en cas de non-respect de la mixité du Conseil d'administration)	L. 22-10-9, I., 11° du code de commerce	n/a
3.13. Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	L. 225-185 du code de commerce	n/a
3.14. Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du code de commerce	Section 4.6.4
Information sur la gouvernance		
3.15. Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4, 1° du code de commerce	Sections 4.2 et 4.3
3.16. Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-37-4, 2° du code de commerce	Section 7.5 Notes 12 et 22 de l'annexe aux comptes consolidés
3.17. Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4, 3° du code de commerce	Section 7.3.3
3.18. Modalités d'exercice de la Direction Générale	L. 225-37-4, 4° du code de commerce	Sections 4.2.2 et 4.3.1

Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise	Texte de référence	Sections de l'URD
3.19. Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	L. 22-10-10, 1° du code de commerce	Section 4.2
3.20. Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	L. 22-10-10, 2° du code de commerce	Section 3.3.3.1
3.21. Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	L. 22-10-10, 3° du code de commerce	Sections 4.2.2 et 7.2.9
3.22. Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe *comply or explain*	L. 22-10-10, 4° du code de commerce	Section 4.1
3.23. Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 22-10-10, 5° du code de commerce	Section 7.2.8
3.24. Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	L. 22-10-10, 6 °du code de commerce	Section 7.5.3
3.25. Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	L. 22-10-11 du code de commerce	Sections 7.2 et 7.3

8.4.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière

Le présent document d'enregistrement universel inclut la déclaration de performance extra-financière de l'exercice 2020 établie en application des articles L. 22-10-36 et R. 225-105 du code de commerce.

Ainsi, dans la mesure nécessaire à la compréhension de la situation de la Société, de l'évolution de ses affaires, de ses résultats économiques et financiers et des incidences de son activité, la Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF) présente les informations sur la manière dont la Société et le Groupe prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités, ainsi que les effets de ces activités quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.

La DPEF est ainsi constituée des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

	Rubriques	Texte de référence	Sections de l'URD
5.1.	Modèle d'affaires (ou modèle commercial)	L. 233-13 du code de commerce	Sections 1.1 et 1.4
5.2.	Description des principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par les relations d'affaires, les produits ou les services	L. 225-102-1 et R. 225-105, I. 1° du code de commerce	Chapitre 3 et section 2.2
5.3.	Informations sur la manière dont la Société ou le Groupe prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité, et les effets de cette activité quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption (description des politiques appliquées et procédures de diligence raisonnable mises en œuvre pour prévenir, identifier et atténuer les principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe)	L. 225-102-1, III, R. 225-104 et R. 225-105, I. 1° du code de commerce	Chapitre 3
5.4.	Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance	L. 225-102-1 et R. 225-105, I. 3° du code de commerce	Chapitre 3
	Sujets RSE à enjeux issus de la matrice de matérialité	**Indicateurs clés de performance**	
	Trajectoire carbone	Émissions directes de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF	Section 3.1.1
		Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité	Section 3.1.1
		Capacités de production électrique renouvelables nettes installées	Section 3.1.1
	Compensation carbone	Évaluation qualitative	Section 3.1.1.5
	Adaptation au changement climatique	Évaluation qualitative	Section 3.1.2
	Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	Nombre de compteurs intelligents installés	Section 3.1.4
		Taux de véhicules électriques dans la flotte du parc de véhicules légers	Section 3.1.4
	Biodiversité	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif "Act4nature international"	Section 3.2.1
	Sols	Évaluation qualitative	Section 3.2.2
	Eau	Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc	Section 3.2.3
	Déchets radioactifs – Économie circulaire	France : volume de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité Vie Longue	Section 3.2.4
		UK : volume de déchets radioactifs solides à faible activité évacués	Section 3.2.4

	Rubriques	Texte de référence	Sections de l'URD
	Sûreté nucléaire, santé et sécurité	Sûreté nucléaire : nombre d'évènements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES	Section 3.3.1
		LTIR Global (salariés et prestataires)	Section 3.3.1
		Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)	Section 3.3.1
	Éthique et droits humains	Taux de dirigeants formés au programme de lutte contre la corruption	Section 3.3.2
	Égalité, diversité et inclusion	Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe	Section 3.3.3
		Taux de salariés ayant bénéficié d'une formation dans l'année	Section 3.3.3
		Taux de salariés couverts par une convention collective	Section 3.3.3
	Précarité énergétique et innovation sociale	Nombre d'accompagnements énergie	Section 3.3.4
	Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Taux de projets faisant l'objet d'une concertation conforme aux Principes de l'Équateur (%)	Section 3.4.1
	Développement territorial	Taux annuel d'achats à des PME en France (%)	Section 3.4.2
	Développement des filières industrielles	Évaluation qualitative	Section 3.4.3
	Numérique	Nombre de consultations des clients sur des plateformes digitales de suivi de consommation (millions)	Section 3.4.4
5.5.	Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II. A. 1° du code de commerce	Sections 3.3.3, 3.5.2.4, 3.4.2.1 et 3.3.1.3
5.6.	Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II. A. 2° du code de commerce	Sections 3.1.3, 3.2.1 et 3.3.1
5.7.	Informations sociétales (engagements sociétaux en faveur du développement durable, sous-traitance et fournisseurs, loyauté des pratiques)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II. A. 3° du code de commerce	Section 3.4.2
5.8.	Informations relatives à la lutte contre la corruption	L. 225-102-1 et R. 225-105, II. B. 1° du code de commerce	Section 3.3.2.2
5.9	Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	L. 225-102-1 et R. 225-105, II. B. 2° du code de commerce	Sections 3.6 et 3.3.2
5.10.	Informations spécifiques : ■ Politique de prévention du risque d'accident technologique menée par la Société ; ■ Capacité de la Société à couvrir sa responsabilité civile vis-à-vis des biens et des personnes du fait de l'exploitation de telles installations ; ■ Moyens prévus par la Société pour assurer la gestion de l'indemnisation des victimes en cas d'accident technologique engageant sa responsabilité	L. 225-102-2 du code de commerce	Sections 2.1.2.6 et 3.5.2.5
5.11.	Accords collectifs conclus dans l'entreprise et leurs impacts sur la performance économique de l'entreprise ainsi que sur les conditions de travail des salariés	L. 225-102-1, III et R. 225-105 du code de commerce	Section 3.5.2.4.2
5.12.	Attestation de l'organisme tiers indépendant sur les informations présentes dans la DPEF	L. 225-102-1, III et R. 225-105-2 du code de commerce	Section 3.9.7

✓ *Indicateur 2020 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG SA.*

8.4.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel

Le présent document d'enregistrement universel inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2020 établi en application des articles L. 451-1-2 du code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document d'enregistrement universel
1. Comptes annuels d'EDF	Section 6.3
2. Comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.1
3. Rapport de gestion (informations minimales au sens de l'article 222-3 du règlement général de l'AMF)	Section 8.4.2
4. Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	Section 8.1.2
5. Rapports des contrôleurs légaux des comptes sur les comptes sociaux et les comptes consolidés	Sections 6.2 et 6.4

Glossaire

AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique, basée à Vienne (Autriche).
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Établissement public à caractère industriel et commercial créé suite à la loi du 30 décembre 1991, chargé de la gestion à long terme des déchets radioactifs.
ASN	Autorité de sûreté nucléaire.
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Biogaz	Gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales.
Biomasse	Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou de résidus de l'exploitation forestière.
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE	Commission de régulation de l'énergie. Mise en place le 30 mars 2000, la CRE est une autorité administrative indépendante dont la mission est de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre elle veille en particulier à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence. La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatif et de décision. La CRE propose en particulier les tarifs réglementés de vente d'électricité. Elle est dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport de distribution d'Électricité (TURPE). La CRE est également investie de pouvoir d'informations et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction.
Cycle Combiné à Gaz	Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes : ● l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ; ● le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ; ● l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

Déchets	Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 grammes de déchets, toutes catégories confondues. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA). Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).
Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.
ELD	Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.
Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.
Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (*European Pressurized water Reactor*). De la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF6) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : ● la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; ● la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; ● la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; ● la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), ainsi que le trifluorure d'azote (NF_3) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
INB	Installation Nucléaire de Base.
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Micro-grid	Les micro-grids, ou micro-réseaux, sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses, des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement à un réseau de distribution ou fonctionner déconnectés du réseau (îlotage).
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.

Radioprotection	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services *via* le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity).
Smart city	La *smart city* ou ville intelligente est un nouveau concept de développement urbain. Il s'agit d'améliorer la qualité de vie des citadins en rendant la ville plus adaptative et efficace, à l'aide de nouvelles technologies qui s'appuient sur un écosystème d'objets et de services. Le périmètre couvrant ce nouveau mode de gestion des villes inclut notamment : infrastructures publiques (bâtiments, mobiliers urbains, domotique, etc.), réseaux (eau, électricité, gaz, télécoms) ; transports (transports publics, routes et voitures intelligentes, covoiturage, mobilités dites douces – à vélo, à pied, etc.) ; les e-services et e-administrations.
Smart charging	*Smart charging* (ou charge intelligente) est un terme générique qui désigne toutes les technologies visant à optimiser la charge voire la décharge d'un véhicule électrique, en gérant la puissance de recharge du véhicule de façon efficace, flexible et économique.
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes qui permettent de remonter l'eau une fois turbinée et située dans le réservoir inférieur, vers le réservoir supérieur.
Stockage	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1 163 kilowattheures ou 4,186 millions de joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Uranium	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : ● uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ; ● uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 % ; ● uranium 234. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
Uranium réenrichi	Pour être utilisé en réacteur, l'uranium issu du retraitement, même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
Uranium de retraitement	L'Uranium de retraitement, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Conception **&** réalisation LABRADOR +33 (0)1 53 06 30 80
INFORMATION DESIGN

Relations investisseurs
Direction Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
edf.fr
edf.fr/finance

EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 1 549 961 789,50 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.fr

CRÉATION : **LABRADOR 2020**

MARS 2021

LE GROUPE EST CERTIFIÉ ISO 14001