



Société anonyme  
au capital de 1 619 338 374 euros  
Siège social : 22-30, avenue de Wagram  
75382 Paris cedex 08  
552 081 317 RCS Paris

# Groupe EDF

## RAPPORT D'ACTIVITE 2021

## SOMMAIRE DETAILLE

1	FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS	3
2	ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	6
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	6
2.2	Consommation d'électricité et de gaz naturel	9
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	10
2.4	Conditions climatiques : températures et pluviométrie	10
3	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2021 ET 2020	12
3.1	Chiffre d'affaires	12
3.2	EBE	15
3.3	Résultat d'exploitation	18
3.4	Résultat financier	19
3.5	Impôts sur les résultats	19
3.6	Résultat net courant	20
3.7	Résultat net part du Groupe	20
4	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS	21
4.2	Cash-flow généré par les opérations	22
4.3	Cash-flow Groupe	23
4.4	Effet de la variation de change	24
4.5	Autres variations non monétaires	24
4.6	Ratios financiers	24
5	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	25
6	PERSPECTIVES FINANCIERES	26
7	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	27
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	27
7.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	32
8	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	33
9	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	33

# 1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS

## Objectifs financiers atteints

Forte progression de l'EBE <sup>(1)</sup> et du résultat net par rapport à 2020 et à 2019

Réussite des plans de cessions et de réduction des coûts

Intensité carbone en baisse

### • Nucléaire

- ◇ Inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne <sup>(2)</sup>
- ◇ **France :**
  - Nucléaire existant et Grand carénage : 5 VD4 terminées, 2 en cours et allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des réacteurs 1 300 MW
  - EDF, acteur majeur du plan « France 2030 » avec un soutien à l'innovation de la filière nucléaire à hauteur de 1 Md€ notamment à destination des SMR <sup>(3)</sup> et du plan « France Relance » avec la création avec l'Etat français du « Fonds France Nucléaire », destiné à accompagner la croissance des PME de la filière nucléaire
  - Flamanville 3 :
    - Révision de la cible de chargement du combustible de fin 2022 au deuxième trimestre 2023 et des coûts de construction de 12,4 à 12,7 Mds€ <sup>(4)</sup>
    - Finalisation des opérations de reprise des 8 soudures du circuit secondaire principal
  - Nouveau nucléaire : Remise aux pouvoirs publics de la contribution d'EDF et de la filière nucléaire au programme de 3 paires de nouveaux réacteurs EPR2 en France.
- ◇ **Chine :** Anomalie sur des assemblages de combustible du réacteur n°1 de Taishan <sup>(5)</sup>
- ◇ **Royaume-Uni :**
  - Sizewell C :
    - Projet de loi du gouvernement britannique portant application d'un modèle de financement dit « Base d'Actifs Régulée » aux projets de nouveau nucléaire
    - Annonces du gouvernement britannique d'investir jusqu'à 1,7 Md£ alloués au développement de projets nucléaires de grande capacité
- ◇ **Inde :** Offre technico-commerciale engageante remise en vue de la construction de six EPR <sup>(6)</sup> sur le site de Jaitapur
- ◇ **Pologne :** Remise d'une offre préliminaire non engageante pour des prestations d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction de 4 à 6 réacteurs EPR (de 6,6 à 9,9 GW)

### • Renouvelables

- ◇ Hausse du niveau de production : 20,9 TWh, soit + 8,3 % vs fin 2020
- ◇ Accélération des mises en service : 3,1 GW bruts (vs 2,5 GW en 2020)
- ◇ Croissance des capacités installées : 12 GW nets à fin 2021 (+ 13 % vs 2020)
- ◇ Niveau élevé des capacités en construction : 7,9 GW bruts à fin 2021, dont notamment le parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer (448 MW), le premier parc éolien en mer français à Saint Nazaire <sup>(7)</sup> et une centrale solaire de 300 MW à Jeddah
- ◇ Portefeuille de projets de 76 GW bruts (+ 27 % vs fin 2020) dont notamment le projet offshore Atlantic Shores de 1,5 GW aux Etats-Unis

### • Clients et services

- ◇ 1,4 million de clients résidentiels en électricité en offre de marché en France, soit + 40 % vs fin 2020, en ligne avec la cible de 3 millions en 2023
- ◇ Forte croissance de la mobilité électrique : près de 200 000 points de charge installés et gérés à fin décembre 2021 dont principalement Pod Point, leader des bornes de recharge au Royaume-Uni chez les particuliers avec plus de 150 000 points de charges
- ◇ Signature de contrats d'achat d'électricité (PPA) d'origine renouvelable avec Bouygues Telecom, SNCF et RATP
- ◇ Dalkia Electrotechnics / Citelum lauréat du marché de l'éclairage public de la ville de Paris pour 10 ans
- ◇ Dalkia : Création d'un outil innovant de pilotage de la surveillance de l'exploitation et de la maintenance de 122 gares SNCF et signature avec le Futuroscope pour la création d'un réseau de chauffage et de climatisation vertueux <sup>(8)</sup> à partir d'énergie renouvelable <sup>(9)</sup>

### • Enedis

- ◇ Succès du déploiement des compteurs intelligents Linky, objectif final du programme atteint en termes de délais, de coût et de performance

(1) Pour des raisons de communication le terme anglais EBITDA est utilisé dans la communication financière (communiqué de presse et présentation) pour désigner l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE).

(2) Selon l'acte délégué complémentaire du 02/02/2022 soumis à adoption définitive courant 2022

(3) Small Modular Reactor

(4) Voir communiqué de presse du 12/01/2022. Coûts en euros 2015 et hors intérêts intercalaires

(5) Voir les communiqués de presse publiés le 14 juin 2021 et le 22 juillet 2021

(6) EDF n'est ni investisseur ni en charge de la construction.

(7) Voir communiqué de presse du 28 août 2021.

(8) Technologie proche de celle des pompes à chaleur, économie circulaire, préservation de l'environnement.

(9) 40 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour le Futuroscope et 70 % d'autoconsommation énergétique d'ici 2025.

## • Italie

- ◇ Repositionnement stratégique d'Edison avec la réorganisation des actifs renouvelables <sup>(1)</sup> et recentrage sur les activités cœur de métier

## • Innovations

- ◇ Mises en service de 50 MW de batteries au Royaume-Uni dans le cadre du projet ESO <sup>(2)</sup>
- ◇ Inauguration de la première station de production et de distribution d'hydrogène par Hynamics à Auxerre

## • International

- ◇ Signature d'un accord de développement pour un projet solaire flottant hybride de 240 MW sur le réservoir de Nam Theun 2 au Laos
- ◇ Finalisation du financement d'un projet innovant combinant solaire et gaz avec le développement de la plus grande centrale solaire (480 MW) à ce jour au Chili
- ◇ Construction de la centrale hydraulique de Nachtigal (420 MW) au Cameroun : avancement des travaux pour les lots génie civil et électro-mécanique (plus de la moitié réalisés). Mise en service industrielle prévue en 2024

## • Fermeture en cours des centrales au charbon en Europe

- ◇ France : fermeture de la centrale du Havre le 31 mars 2021 <sup>(3)</sup>
- ◇ Royaume-Uni : fermeture de la centrale de West Burton A prévue en septembre 2022, deux ans avant la date limite fixée par le gouvernement britannique

## • Réalisations et objectifs environnement et sociétaux

- ◇ Intensité carbone : 48 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2021 vs 51 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2020, niveau environ 5 fois plus faible que la moyenne européenne des *utilities*
- ◇ Mixité : 29,8 % de femmes dans les comités de direction des entités du Groupe en 2021 vs 28,7 % en 2020, en ligne avec les ambitions du Groupe
- ◇ Intégration d'EDF dans le "CAC 40 ESG", l'indice d'Euronext qui regroupe 40 entreprises socialement responsables

## Finalisation des plans de cessions de 3 milliards d'euros et d'économie de 500 millions d'euros

Pour compenser les impacts de la crise sanitaire sur la situation financière du Groupe, des plans d'économie et de cessions ont été lancés mi-2020 avec une cible de 500 millions d'euros de réduction des charges opérationnelles <sup>(4)</sup> en 2022 par rapport à 2019 et d'environ 3 milliards d'euros de cessions <sup>(5)</sup> sur la période 2020 à 2022. A fin décembre 2021, la réduction des coûts est estimée à 543 millions d'euros par rapport à 2019. Les cessions d'actifs signées ou réalisées au 31 décembre 2021 ont un effet favorable de 3,0 milliards d'euros environ sur l'endettement financier net et de 3,7 milliards d'euros environ sur l'endettement économique du Groupe <sup>(6)</sup>. Ces cessions sont en ligne avec la stratégie du Groupe et ont permis un recentrage sur les activités cœur de métier, ainsi que la sortie de certaines activités carbonées (principalement cessions de l'activité E&P et du réseau de distribution de gaz IDG). Ces deux plans ont dépassé leur objectif avec un an d'avance.

## Allongement de la durée d'amortissement à 50 ans des réacteurs 1 300 MWe en France

Le Groupe a procédé à l'allongement de la durée d'amortissement de l'ensemble des centrales du palier 1 300 MW au 1er janvier 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. A cette date, les provisions liées à la production nucléaire diminuent de 1016 millions d'euros. Cette diminution est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros. L'impact de l'allongement de la durée d'amortissement à 50 ans sur le résultat net part du Groupe de l'exercice est de +405 millions d'euros (voir note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021).

(1) Rachat des parts restantes de la holding E2i, et entrée d'un partenaire financier. Edison conserve le contrôle de la nouvelle plateforme.

(2) Energy Superhub Oxford, avec 100 % d'énergie renouvelable.

(3) La centrale au charbon du Havre est arrêtée et mise sous cocon (AGP - arrêt garanti pluriannuel) depuis fin mars 2021.

(4) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. A 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 (définition Standard and Poor's).

(6) Dette économique selon la définition de l'agence Standard and Poor's

## Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2021.

**Impact de la crise sanitaire Covid-19** : voir la note 1.4.3 « Conséquences de la crise sanitaire Covid-19 » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	84 461	69 031	15 430	22,4	21,6
EBE	18 005	16 174	1 831	11,3	11,3
Résultat d'exploitation	5 225	3 875	1 350	34,8	35,9
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 585	1 293	4 292	331,9	334,3
Résultat net part du Groupe	5 113	650	4 463	686,6	719,1
Résultat net courant <sup>(1)</sup>	4 717	1 969	2 748	139,6	150,3
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	4 170	1 468	2 702	184	n.a
Cash-flow Groupe <sup>(2)</sup>	(1 525)	(2 660)	1 135	42,7	n.a
Endettement financier net <sup>(3)</sup>	42 988	42 290	698	1,6	n.a

*n.a : non applicable*

- (1) 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 la section 5.6 « Résultat net courant »).
- (2) 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). Le montant 2020 correspond à un montant proforma.
- (3) 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 la section 5.1).

## 2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

### 2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

#### 2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe <sup>(1)</sup>

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2021 en base (€/MWh)	109,2	137,6	125,7	104,1
Variation 2021/2020 des moyennes en base	+ 239,0 %	+ 247,5 %	+ 223,1 %	+ 226,6 %
Moyenne 2021 en pointe (€/MWh)	127,4	161,7	141,5	120,5
Variation 2021/2020 des moyennes en pointe	+ 227,0 %	+ 250,6 %	+ 216,4 %	+ 218,0 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base

En **France**, les prix spot de l'électricité ont augmenté de 77,0 €/MWh par rapport à 2020.

La forte hausse des prix des commodités pendant le second semestre 2021 a entraîné une augmentation importante du coût de production de l'électricité à partir des moyens thermiques à flamme. La hausse de la demande, liée en partie à la reprise économique, notamment aux deuxième et quatrième trimestres, a également contribué à cette tension. Enfin, la production renouvelable en retrait par rapport à 2020 (- 3,8 %, soit - 1,9 TWh) a favorisé cette tendance.

En 2021, la demande française s'est établie à 471 TWh, en hausse de 21,6 TWh par rapport à 2020, soit + 4,8 %, du fait de températures en moyenne inférieures à 2020 et d'un moindre effet de la crise sanitaire. Face à cette demande, la production française a augmenté de 21,1 TWh. Cette hausse s'explique par la hausse des productions nucléaire pour + 25,2 TWh, thermique à flamme pour + 0,8 TWh et solaire pour + 1,3 TWh, tandis que les productions éoliennes et hydrauliques ont diminué respectivement de 3,2 TWh et 3,3 TWh.

Le solde exportateur de la France s'est établi à 44,3 TWh. Malgré une hausse de la consommation, le niveau de production élevé a permis de maintenir un solde exportateur égal à celui de l'an passé. Les flux exportateurs ont augmenté de 7,9 TWh pour atteindre 86,5 TWh. Ils sont en hausse sur l'ensemble des frontières à l'exception de la zone CWE <sup>(2)</sup> où ils étaient en recul de 4,3 TWh. Les imports se sont élevés à 42,2 TWh, en hausse de 8,0 TWh sur l'ensemble des frontières à l'exception de l'Italie (- 0,03 TWh) et de la Suisse (- 0,3 TWh) où ils étaient en légère baisse.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot moyens de l'électricité ont augmenté de 98,0 €/MWh par rapport à 2020. La hausse a été observée sur l'ensemble de l'année et s'est accentuée à partir de septembre jusqu'à fin décembre. Elle s'explique par la reprise de la demande, une hausse du coût de production des moyens gaz et une production renouvelable en recul dans toute l'Europe de l'ouest.

En **Italie**, les prix spot moyens ont augmenté de 86,8 €/MWh par rapport à 2020. Cette hausse illustre l'impact de la reprise de la demande et de la part importante du gaz dans le mix électrique italien. En effet, les prix du gaz ont été en forte hausse pendant l'année dans un contexte de stocks à des niveaux bas au début de l'hiver en Europe.

En **Belgique**, les prix spot ont augmenté de 72,2 €/MWh rapport à 2020. Cette hausse est également portée par un niveau élevé des prix du gaz, du charbon et du CO<sub>2</sub>, une moindre production renouvelable, un hiver froid et une hausse de la demande.

(1) **France** : 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.

(2) Central Western Europe : Europe centrale et de l'ouest

## 2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe <sup>(1)</sup>

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2022 à terme en base sur l'année 2021 (€/MWh)	95,5	96,0	96,9	86,0
Variation 2021/2020 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 112,8 %	+ 98,6 %	+ 97,2 %	+ 111,4 %
Prix à terme du contrat annuel 2022 en base au 31 décembre 2021 (€/MWh)	249,54 <sup>2</sup>	174,96	169,33	159,96
Moyenne du prix du contrat annuel 2022 à terme en pointe sur l'année 2021 (€/MWh)	122,5	110,7	106,4	102,8
Variation 2021/2020 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 111,7 %	+ 102,3 %	+ 92,4 %	+ 98,2 %
Prix à terme du contrat annuel 2022 en pointe au 31 décembre 2021 (€/MWh)	330,0 <sup>3</sup>	211,15	198,73	197,93

Dans toute l'Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont été en forte hausse par rapport à 2020. Ces hausses s'expliquent par la hausse des prix des commodités (gaz, charbon et CO<sub>2</sub>).

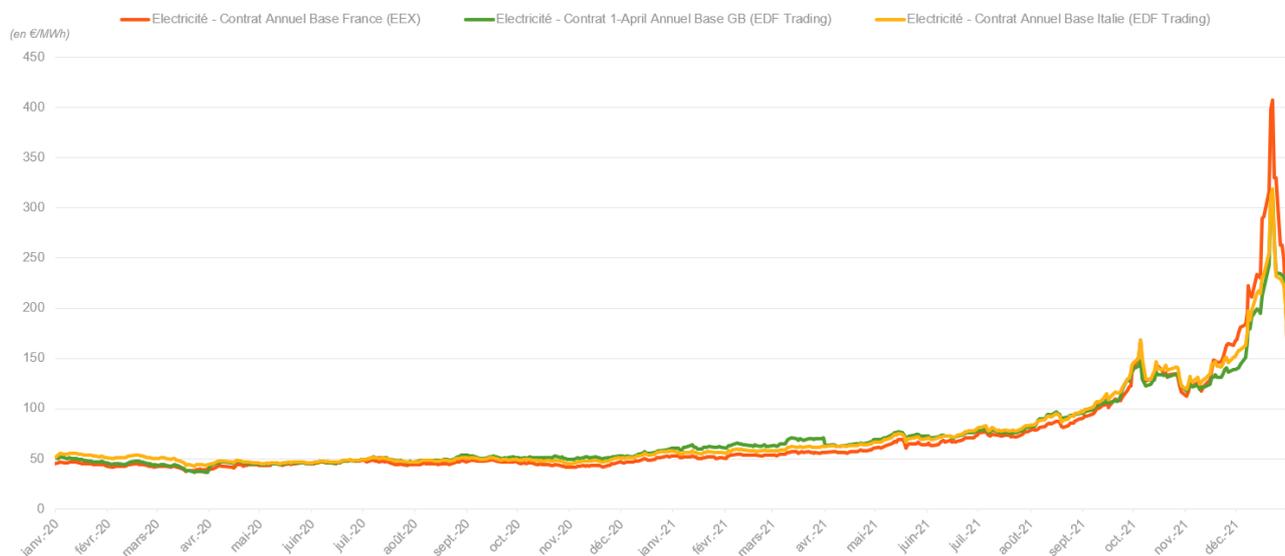
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 a connu une hausse constante pendant toute l'année, puis il a fortement augmenté en décembre pour s'établir à 256,5 €/MWh en moyenne sur le mois. Cette hausse s'explique notamment par une très forte hausse des prix sur le marché du gaz et, dans une moindre mesure, par les prix du CO<sub>2</sub> et du charbon, notamment au second semestre. Elle s'est accentuée pendant les dernières semaines de décembre en raison de l'anticipation de tensions sur l'équilibre offre demande suite à l'annonce d'indisponibilités de certaines centrales nucléaires. Le prix de l'électricité pour livraison l'année suivante a alors atteint des records avec un plus haut observé à 407,5 €/MWh le 22 décembre.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel April Ahead en base, courant du 1er avril N+1 au 31 mars N+2, a augmenté de 98,6 %. Le prix a connu une augmentation tout au long de l'année et une très forte hausse pendant le mois de décembre suite à l'augmentation du prix des commodités.

En **Italie**, la hausse de + 97,2 % du contrat annuel pour l'année N+1 en base est liée à l'augmentation des prix des commodités. Le prix du CO<sub>2</sub> est resté volatil et a suivi une tendance haussière qui s'est répercutée sur le prix de l'électricité, compte-tenu de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien.

En **Belgique**, la hausse de 111,4 % par rapport à 2020 du contrat annuel pour l'année N+1 en base a été particulièrement prononcée au quatrième trimestre du fait de la hausse des prix des commodités.

### → Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1) en €/MWh



(1) **France** : 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 2021 puis avril 2022 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1<sup>er</sup> avril au 31 mars).

(2) Dernière cotation de l'année pour le produit Cal+1 base France en date du 29/12/2021

(3) Dernière cotation de l'année pour le produit Cal+1 peak France en date du 29/12/2021

### 2.1.3 Évolution du prix des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> (1)

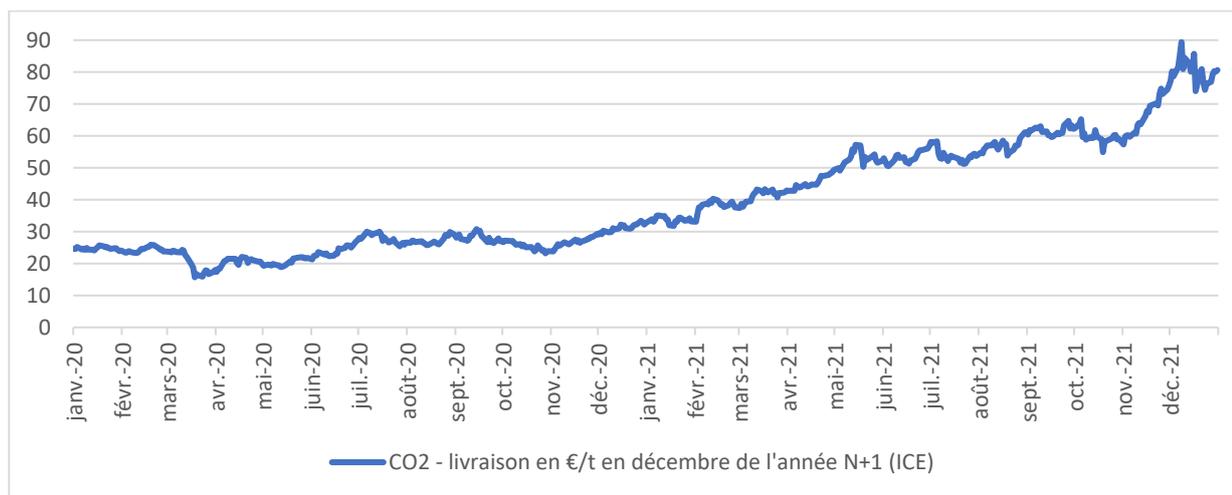
Le prix du **certificat d'émission** pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 54,0 €/t en 2021 (+ 115,0 % ou + 28,9 €/t vs 2020). Le prix du quota de CO<sub>2</sub> a suivi une tendance fortement haussière pendant toute l'année 2021.

Il a débuté l'année 2021 dans un environnement politique favorable suite à l'annonce en janvier du retour des Etats-Unis dans l'Accord de Paris. Puis, l'Europe a présenté le 14 juillet son projet de réduction des émissions de gaz à effet de serre à 55% contre 40 % initialement à horizon 2030. En fin d'année, la proposition du gouvernement allemand sur l'établissement d'un prix minimum du carbone a renforcé la hausse des prix.

Par ailleurs, les températures ont été inférieures aux normales de saison pendant le mois d'avril, ce qui a impliqué une forte sollicitation des moyens thermiques à flamme. Et, à partir du troisième trimestre, l'emballement des prix du gaz dans un contexte de crainte sur le niveau des stocks européens a tiré à la hausse la production issue du charbon.

Enfin, les prix ont évolué au gré des prises de positions financières spéculatives qui ont contribué à l'augmentation de la volatilité du quota.

→ Évolution du prix des quotas de CO<sub>2</sub> en €/t – livraisons en €/t en décembre de l'année N+1 (ICE)



### 2.1.4 Prix des combustibles fossiles (2)

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2021	94,6	70,9	30,2
Variation 2021/2020 des moyennes annuelles	+ 63,2 %	+ 64,0 %	+ 131,8 %
Plus haut sur l'année 2021	184,0	86,4	140,3
Plus bas sur l'année 2021	64,2	51,1	15,8
Prix au 31 décembre 2021	99,3	77,78	50,0
Prix au 31 décembre 2020	68,85	51,8	16,4

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 a augmenté de + 63,2 % par rapport à 2020. En Chine, les importations et l'augmentation de la production n'ont pas permis de faire face à la hausse de la demande. Puis, l'envolée des prix du gaz a eu pour conséquence de rendre les moyens de production au charbon durablement compétitifs. En Europe, les vagues de froid ont poussé les pays à reconstituer leurs stocks de charbon. Enfin, certains pays producteurs (Colombie, Russie, Afrique du Sud, Australie, Indonésie) ont rencontré des problèmes de production causés par des mouvements sociaux et des conditions météorologiques défavorables.

Le prix du **pétrole** a augmenté de + 64,0 % par rapport à 2020. En effet, la demande mondiale a été en forte hausse, en raison de la reprise économique et de la mise en œuvre des plans de relance aux Etats-Unis et en Europe. L'ajustement de la production par les pays membres de l'OPEP+ en fonction de la demande mondiale anticipée par l'IEA (3) a permis de limiter la hausse.

Le prix du **contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG a augmenté de + 131,8%. Les températures plus faibles au printemps ont fait baisser le niveau des stocks en Europe. En Asie, les températures plus extrêmes ont engendré une forte consommation de gaz pour le chauffage et la climatisation. La Chine a importé plus de gaz dans un contexte de tension politiques l'amenant à arrêter les importations de charbon australien. Les incertitudes sur les flux de gaz depuis la Russie via l'Ukraine, ou via NordStream 2 ont nourri les tensions sur le marché européen. Par ailleurs, la concurrence entre les marchés européens et asiatiques pour attirer les cargos de GNL a contribué à la tendance haussière. Enfin, les annonces du président russe et les tensions géopolitiques à l'est de l'Europe ont fait s'envoler le prix du gaz au début de l'hiver.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020) et de la phase IV (2021-2030).

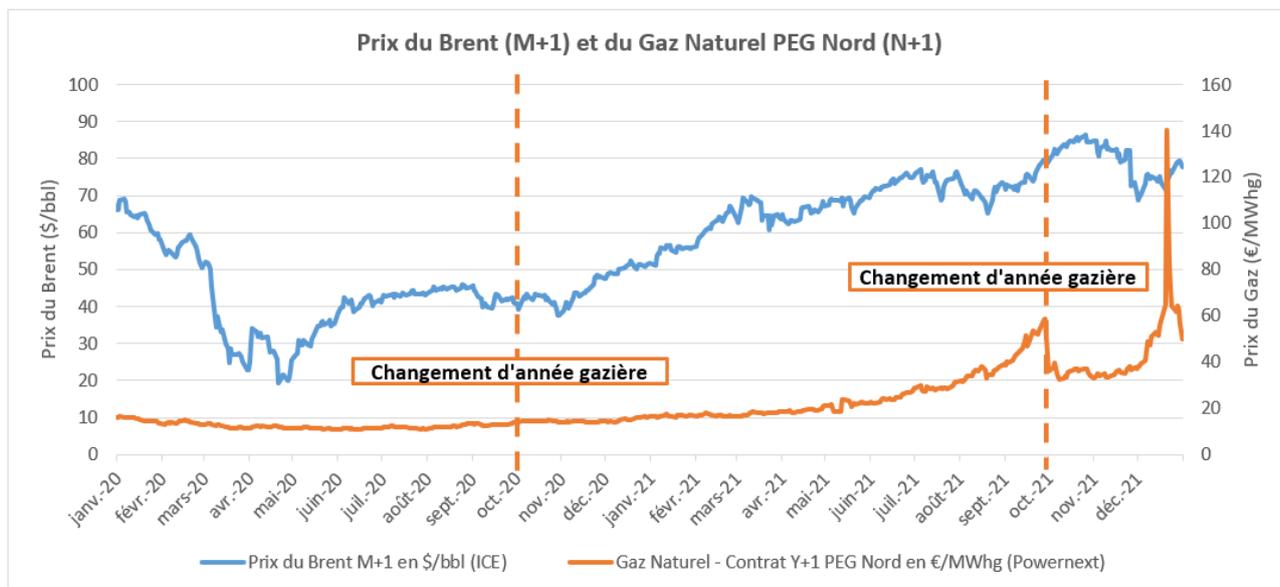
(2) **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US\$/t) ;

**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).

(3) International Energy Agency, Agence Internationale de l'Energie

## → Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



## 2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

### 2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

En 2021, la **consommation d'électricité** a affiché une hausse significative de 21,6 TWh par rapport à celle de 2020, soit + 4,8 %. Elle s'explique principalement par un effet climat (baisse des températures) à hauteur de + 15 TWh et par la reprise économique après la crise sanitaire (+ 6 TWh). En revanche, l'année 2020 étant bissextile, la journée de moins en 2021 a eu un impact négatif de 1,4 TWh.

La **consommation de gaz** a augmenté de 27,3 TWh par rapport à celle de 2020. Elle s'explique principalement par la hausse de la demande, à l'exception du troisième trimestre où elle a baissé de 8,8 TWh. En effet, les températures moyennes ont été de 0,3°C en-dessous des normales de saison pendant le deuxième trimestre où la demande a augmenté de 21,7 TWh. De plus, les épisodes de froid (mi-février et première quinzaine d'avril) ont entraîné des pics de consommation des ménages. En revanche, la consommation de gaz des sites industriels a été relativement stable.

### 2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

En 2021, la **consommation d'électricité** a augmenté de 3 % par rapport à celle de 2020. Elle s'explique principalement par la reprise de l'activité en 2021 après une année 2020 marquée par la crise sanitaire.

La **consommation de gaz** a également augmenté de 5 % en 2021 par rapport à 2020 en lien avec une baisse des températures.

### 2.2.3 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

A fin décembre 2021, la **consommation d'électricité** en Italie <sup>(1)</sup> s'est établi à 319,4 TWh, en hausse de 5,5 % par rapport à 2020 essentiellement du fait de la reprise d'activité suite à la crise sanitaire de 2020. Les moyens de production thermique et éolien (surtout lors du dernier trimestre du fait de conditions de vent favorables) ont permis de faire face à cette hausse. Les importations nettes ont retrouvé leur niveau d'avant la crise sanitaire, soit 42,8 TWh, en hausse de 32,9 % par rapport à 2020.

La **demande de gaz naturel** en Italie <sup>(2)</sup> s'est établi à 76,2 bcm, en hausse de 7,8 % par rapport à 2020 et a confirmé la tendance de reprise d'activité constatée suite à la levée des restrictions liées à la crise sanitaire. Tous les secteurs ont enregistré une augmentation avec une croissance de la consommation résidentielle particulièrement importante (+ 10,2 % par rapport à 2020) en lien avec un hiver 2021 plus rigoureux.

(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.

## 2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En France, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté :

- le 1<sup>er</sup> février 2021 de + 1,93 % HT (+ 1,61 % TTC) pour les tarifs bleus résidentiels et de + 3,23% HT (+ 2,61 % TTC) pour les tarifs bleus non résidentiels,
- Le 1<sup>er</sup> août 2021 de 1,08 % HT (+ 0,48 % TTC) pour les tarifs bleus résidentiels et de + 0,84% HT (+ 0,38 % 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 notamment de l'évolution des prix de marché pendant les six mois précédents. Le tarif déterminé pour la période du 1er octobre 2021 au 31 mars 2022 (en hausse de 12%) n'a pas reflété la forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie et notamment du gaz depuis le mois de septembre 2021. En conséquence, l'Ofgem a mené une consultation concernant la méthodologie de plafonnement des prix afin de s'assurer que celle-ci reflète de manière appropriée les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs.

Le 4 février 2022, l'Ofgem a annoncé une hausse du plafond de 54% pour la période du 1er avril 2022 au 30 septembre 2022. Compte tenu de cette très forte augmentation, le gouvernement britannique a annoncé des mesures de soutien aux consommateurs pour environ 9 milliards de livres sterling via une réduction de 200 de livres sterling de la facture d'octobre 2022 pour chaque foyer à rembourser sous 5 ans, ainsi que d'autres aides pour les consommateurs les plus vulnérables.

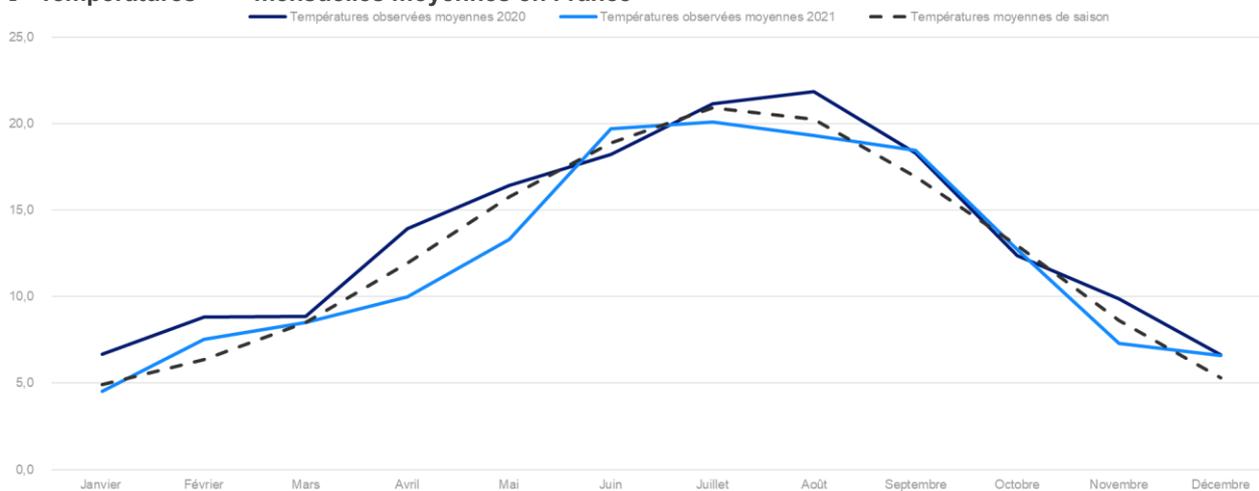
En Italie, le prix moyen 2021 du tarif d'électricité PUN TWA (*Single National Time Weighted Average*) s'est établi à un niveau de 125,5 euros/MWh, en hausse de 222,4 % par rapport au 2020 (38,9 euros/MWh). Cette hausse significative s'explique par une forte hausse de la demande liée au redressement de l'économie post crise sanitaire et à la hausse des coûts de production thermique (gaz, quotas de CO2). Le prix du gaz spot a marqué une hausse significative de 342,8 % par rapport à 2020. Des températures plus froides à partir du mois de mai ont amené à consommer très fortement les réserves de gaz, ce qui a amplifié la hausse.

## 2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

### 2.4.1 Températures en France

Avec une température moyenne de 12,4°C, l'année 2021 a été relativement froide (0,3°C sous la normale). Cette fraîcheur a été particulièrement notable aux mois de mai, juillet, août et novembre. L'année 2021 a néanmoins connu quelques épisodes plus chauds pendant le mois de septembre, ainsi qu'en hiver (fin janvier, fin février, fin mars et fin décembre).

#### → Températures <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> mensuelles moyennes en France



(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

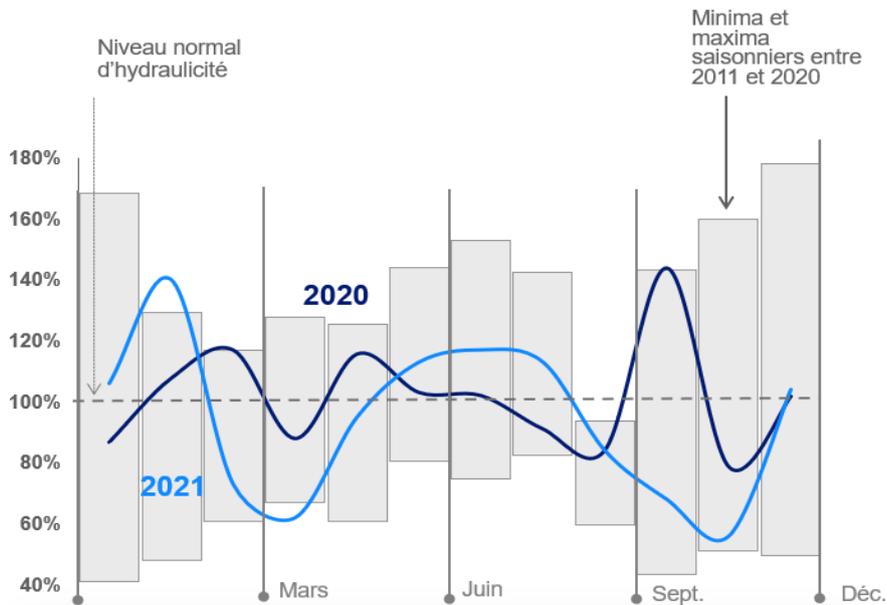
(2) Données Météo France.

## 2.4.2 Pluviométrie en France

En 2021, la **pluviométrie en Europe** a été globalement proche des normales, contrastée cependant entre, d'une part le Sud de l'Europe (Espagne, moitié Sud de la France, Italie) plutôt déficitaire et l'Est de Europe plutôt excédentaire, d'autre part.

En **France**, l'hydraulicité agrégée annuelle a été légèrement déficitaire avec des disparités entre les bassins de la moitié Nord excédentaires et ceux du Sud déficitaires. De plus, elle a présenté, selon les mois, de forts contrastes notamment au cours du premier trimestre. En avril, l'hydraulicité a été la plus faible depuis plus de 50 ans, compte tenu de la conjonction d'un déficit de pluie et de l'absence de fonte des neiges. L'été a été marqué par d'abondantes précipitations en juillet et par l'absence de canicule. A l'automne, de longues périodes sèches ont occasionné une baisse de l'hydraulicité avant le retour des pluies en fin d'année.

### → Hydraulicité en France \*



\*Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

### 3 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2021 ET 2020

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2021 et 2020 se déclinent par segment (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers) pour le chiffre d'affaires et l'EBE. Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>84 461</b>	<b>69 031</b>
Achats de combustible et d'énergie	(44 299)	(32 425)
Autres consommations externes <sup>(1)</sup>	(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	(14 494)	(13 957)
Impôts et taxes	(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	4 262	5 783
<b>EBE</b>	<b>18 005</b>	<b>16 174</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(215)	(175)
Dotations aux amortissements <sup>(2)</sup>	(10 789)	(10 838)
(Pertes de valeur)/reprises	(653)	(799)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 123)	(487)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 225</b>	<b>3 875</b>
Coût de l'endettement financier brut	(1 459)	(1 610)
Effet de l'actualisation	(2 670)	(3 733)
Autres produits et charges financiers	4 489	2 761
<b>Résultat financier</b>	<b>360</b>	<b>(2 582)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>5 585</b>	<b>1 293</b>
Impôts sur les résultats	(1 400)	(945)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	644	425
Résultat net des activités en cours de cession	(1)	(158)
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>4 828</b>	<b>615</b>
<b>Dont Résultat net – part du Groupe</b>	<b>5 113</b>	<b>650</b>
<i>Résultat net des activités poursuivies</i>	5 114	804
<i>Résultat net des activités en cours de cession</i>	(1)	(154)
<b>Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>(285)</b>	<b>(35)</b>
<i>Activités poursuivies</i>	(285)	(31)
<i>Activités en cours de cession</i>	-	(4)

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

#### 3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 84 461 millions d'euros en 2021, en hausse de 15 430 millions d'euros (+ 22,4 %) par rapport à 2020. Hors effets de change (- 238 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 274 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 21,6 %.

##### 3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe et par segment

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>2021</b>	<b>2020</b>	<b>Variation en valeur</b>	<b>Variation en %</b>	<b>Variation organique en %</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>84 461</b>	<b>69 031</b>	<b>15 430</b>	<b>22,4</b>	<b>21,6</b>

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments :

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation <sup>(1)</sup>	33 182	28 361	4 821	17,0	17,0
France – Activités régulées <sup>(2)</sup>	17 564	16 228	1 336	8,2	8,2
EDF Renouvelables	1 767	1 582	185	11,7	12,3
Dalkia	5 196	4 212	984	23,4	23,9
Framatome	3 362	3 295	67	2,0	1,9
Royaume-Uni	10 114	9 041	1 073	11,9	8,4
Italie	11 212	5 967	5 245	87,9	88,1
Autre international	3 353	2 420	933	38,6	28,1
Autres métiers	3 905	2 127	1 778	83,6	84,2
Éliminations inter-segments	(5 194)	(4 202)	(992)	23,6	23,6
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE</b>	<b>84 461</b>	<b>69 031</b>	<b>15 430</b>	<b>22,4</b>	<b>21,6</b>

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie, de services et de conseil.

(2) 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.

### 3.1.1.1 France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 33 182 millions d'euros, en hausse de 4 821 millions d'euros (+ 17,0 %).

La part « énergie » des ventes, en hausse de 250 millions d'euros, se décompose d'une part en un effet volume positif de 1 106 millions d'euros, notamment du fait de la hausse de production nucléaire de 25,3 TWh, et d'autre part en un effet prix négatif de 856 millions d'euros du fait de rachats d'électricité pour faire face à des déficits de production en fin d'année 2021 à prix très élevés.

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur l'évolution du chiffre d'affaires pour un montant estimé à 385 millions d'euros. Cette hausse résulte principalement de la refacturation aux clients finaux des achats de garanties de capacité (+ 519 millions d'euros) malgré un impact négatif lié à la perte de parts de marché (- 221 millions d'euros).

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de 2 656 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché *spot* et *forward* sur toute l'année, partiellement compensée par la baisse des volumes du fait d'une année 2020 très vendeuse (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Enfin, les filiales des activités commerciales et agrégateurs, ainsi que les ventes de gaz pour + 1 530 millions d'euros contribuent à la hausse du chiffre d'affaires.

#### Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 360,7 TWh, en hausse de 25,3 TWh par rapport à 2020. Cette hausse s'explique principalement par une meilleure disponibilité du parc et par une forte baisse de la modulation, l'année 2020 ayant été marquée par une moindre demande en lien avec la crise sanitaire. Le programme d'arrêts plus chargé est compensé par une baisse des arrêts fortuits, aléas et prolongations.

La production hydraulique brute s'élève à 41,8 TWh <sup>(1)</sup>, en baisse de 2,6 TWh par rapport à 2020. Cette baisse s'explique principalement par une hydraulité défavorable en 2021, alors qu'elle avait été supérieure aux moyennes historiques en 2020 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques à flamme ont été sollicitées à hauteur de 10,5 TWh, soit + 1,7 TWh par rapport à 2020.

Les volumes vendus aux clients finaux (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en légère hausse de 0,3 TWh, dont + 9,7 TWh liés à l'impact du climat.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 69,5 TWh, en hausse de 15,6 TWh par rapport à 2020 malgré des périodes de rachat d'énergie au cours de l'année. La hausse des productions nucléaire et thermique à flamme est en partie réduite par la baisse de la production hydraulique et celle des volumes d'obligations d'achats. On note par ailleurs la hausse des ventes à l'Arenh.

### 3.1.1.2 France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 17 564 millions d'euros, en hausse de 1 336 millions d'euros (+ 8,2 %) par rapport à 2020.

Concernant Enedis <sup>(2)</sup>, la hausse du chiffre d'affaires de 1 138 millions d'euros bénéficie principalement du climat froid au premier semestre 2021 comparé au climat doux du premier semestre 2020 (+ 426 millions d'euros), d'un effet prix favorable (+ 489 millions d'euros)

(1) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 35,9 TWh en 2021 (38,5 TWh en 2020).

(2) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

principalement du fait de l'évolution de l'indexation du TURPE 6 distribution <sup>(1)</sup> et de la hausse des recettes liées aux raccordements après une année 2020 marquée par la crise sanitaire (+ 159 millions d'euros).

Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI sont en hausse de 202 millions d'euros.

### 3.1.1.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 767 millions d'euros, en hausse organique de 194 millions d'euros (+ 12,3 %) par rapport à 2020.

Le chiffre d'affaires de la production est en croissance organique de 5,3 % grâce à la hausse des volumes produits par les parcs éoliens et solaires du fait des mises en service au second semestre 2020 et en 2021. L'épisode de froid extrême au premier trimestre au Texas n'a pas eu d'impact significatif sur le chiffre d'affaires d'EDF Renouvelables mais a pesé sur son EBE du fait des achats d'énergie à des prix très élevés nécessaires pour honorer ses engagements contractuels.

Les activités de solaire distribué aux Etats-Unis enregistrent une croissance de leur chiffre d'affaires, reflet du dynamisme du secteur (sans impact significatif en EBE).

### 3.1.1.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 5 196 millions d'euros, en hausse organique de 1 006 millions d'euros (+ 23,9 %) par rapport à 2020.

Cette évolution s'explique par la forte hausse du prix du gaz (sans impact en EBE), par une reprise des activités (après des travaux à l'arrêt, des services aux industries et aux bâtiments fortement réduits pendant le début d'année 2020 compte tenu de la crise sanitaire) et par le dynamisme commercial en France (dans l'activité du froid industriel) et au Royaume-Uni. Le chiffre d'affaires bénéficie également de l'effet climat du fait des conditions un peu plus fraîches que la normale en 2021 par rapport à une année 2020 plus douce.

### 3.1.1.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 362 millions d'euros, en croissance organique de 1,9 % par rapport à 2020. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Cette croissance s'explique par un niveau d'activité plus soutenu avec le Groupe.

### 3.1.1.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 10 114 millions d'euros, en hausse organique de 762 millions d'euros (+8,4 %) par rapport à 2020.

Cette augmentation s'explique par la hausse des prix de l'électricité et la hausse des volumes de vente en lien notamment avec l'intégration des portefeuilles clients des fournisseurs défaillants Utility Point et Green Network Energy (à travers le mécanisme de fournisseur de dernier recours). Un climat froid au premier semestre et le rebond de 5% de la consommation des clients professionnels contribuent également à cette hausse du chiffre d'affaires. Ces éléments favorables sont partiellement compensés par la baisse de la production nucléaire (- 4 TWh) ainsi que par la baisse des prix réalisés du nucléaire du fait de rachats d'énergie à prix élevés.

### 3.1.1.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 11 212 millions d'euros, en hausse organique de 5 258 millions d'euros (+ 88,1 %) par rapport à 2020.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en forte croissance, en lien avec la hausse des prix sur l'ensemble des marchés (avec toutefois un effet limité sur la marge). Le rebond, post crise sanitaire de 2020, des volumes vendus aux clients professionnels et l'hiver plus rigoureux qu'en 2020 contribuent également à l'augmentation des volumes.

Dans les activités électricité, malgré une baisse des volumes de ventes aux clients industriels, le chiffre d'affaires est en forte hausse, en raison de la hausse des prix.

### 3.1.1.8 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 3 353 millions d'euros, en hausse organique de 681 millions d'euros par rapport à 2020 (+ 28,1 %).

**En Belgique** <sup>(2)</sup>, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 474 millions d'euros (+ 27,3 %) par rapport à 2020. Il bénéficie de la hausse des prix d'électricité et du gaz, de la hausse des volumes vendus aux clients professionnels, industriels et particuliers, et de l'effet climat. Le marché des clients particuliers est toujours marqué par une forte intensité concurrentielle. L'indexation annuelle des contrats (notamment des clients résidentiels) qui s'opère tout au long de l'année ne reflète pas encore intégralement la hausse récente des prix de l'électricité et du gaz sur le marché de gros. Le parc thermique a été plus fortement sollicité, ce qui s'est traduit par une augmentation des services systèmes. Le développement éolien se poursuit avec une capacité nette installée de 591 MW <sup>(3)</sup> à fin 2021.

**Au Brésil**, le chiffre d'affaires est en progression de 188 millions d'euros en organique (+ 39,7%) principalement du fait de la hausse des volumes vendus sur le marché et de la réévaluation, en novembre 2020, de 28 % du prix du Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en lien avec l'évolution (sans impact en EBE) de la taxe ICMS <sup>(4)</sup>. En 2021, l'effet change est défavorable (dépréciation du Réal Brésilien face à l'Euro).

**Au Vietnam**, le chiffre d'affaires est en progression de 18 millions d'euros en organique (+ 10 %) en lien avec une augmentation du prix du gaz (en *pass through* donc sans impact en EBE).

(1) Indexation du TURPE distribution de + 2,75 % au 1<sup>er</sup> août 2020 et + 0,91 % au 1<sup>er</sup> août 2021.

(2) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

(3) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 658 MW (588 MW à fin décembre 2020).

(4) Impôt sur la Circulation des Marchandises et des Services au Brésil.

### 3.1.1.9 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 3 905 millions d'euros, en hausse organique de 1 791 millions d'euros par rapport à 2020 (+ 84,2 %).

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 1 860 millions d'euros, en augmentation organique de 1 131 millions d'euros par rapport à 2020. Cette hausse s'explique essentiellement par l'effet favorable de la hausse des prix de marché de gros du gaz (+ 772 millions d'euros).
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 1 518 millions d'euros, en hausse organique de 67,7 % par rapport à 2020. La performance des activités de trading a été très soutenue en Europe et aux Etats-Unis, en lien notamment avec la très forte volatilité des marchés de commodities, en particulier lors de la tempête au Texas pendant le premier trimestre.

## 3.2 EBE

L'EBE consolidé du Groupe s'élève à 18 005 millions d'euros au 31 décembre 2021, en hausse organique de 11,3 % par rapport à 2020. Cette évolution est aussi portée par la très bonne performance de l'activité de trading, par des améliorations significatives en Italie et pour les activités régulées en France et par la baisse des impôts de production. En revanche, les arrêts et prolongations d'arrêts de réacteurs nucléaires en fin d'année en France ont rendu nécessaire le rachat de volumes sur le marché dans un contexte de très forte hausse des prix de l'électricité, ce qui a eu un impact fortement défavorable. Le Royaume-Uni est pénalisé par le recul de la production nucléaire et par la forte baisse des prix réalisés du nucléaire en lien avec un volume de rachat important dans un contexte de prix de marché élevés.

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>84 461</b>	<b>69 031</b>	<b>15 430</b>	<b>22,4</b>	<b>21,6</b>
Achats de combustible et d'énergie	(44 299)	(32 425)	(11 874)	36,6	35,3
Autres consommations externes	(8 595)	(8 461)	(134)	1,6	1,3
Charges de personnel	(14 494)	(13 957)	(537)	3,8	3,5
Impôts et taxes	(3 330)	(3 797)	467	(12,3)	(12,0)
Autres produits et charges opérationnels	4 262	5 783	(1 521)	(26,3)	(26,1)
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)</b>	<b>18 005</b>	<b>16 174</b>	<b>1 831</b>	<b>11,3</b>	<b>11,3</b>

### 3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 44 299 millions d'euros en 2021, en hausse organique de 11 435 millions d'euros (+ 35,3 %) par rapport à 2020.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 2 486 millions d'euros (+ 18,8 %) par rapport à 2020, en raison principalement d'achats d'énergie importants à prix fort.
  - Au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 1 824 millions d'euros (+ 30,9 %) est principalement liée à l'impact défavorable de la hausse des prix de marché lors des rachats d'énergie. De plus, les volumes de vente de gaz et d'électricité sont en hausse, suite notamment à la reprise des portefeuilles clients des fournisseurs défaillants dans le cadre du mécanisme de fournisseur de dernier recours, ce qui a nécessité des rachats d'énergie complémentaires.
  - En **Italie**, la hausse organique de 4 882 millions d'euros (+ 111,8%), est essentiellement liée à la hausse du prix sur le marché de gros et des volumes de gaz.
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 595 millions d'euros, en hausse organique de 108 millions d'euros (+ 1,3 %) par rapport à 2020.
  - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes sont en hausse organique de 193 millions d'euros (+ 8,3 %). Cette hausse reflète notamment la reprise économique des activités de service impactées par la crise sanitaire en 2020 et le développement des projets d'ingénierie.
  - Sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse organique de 102 millions d'euros (- 6,4 %) reflète la hausse de la production immobilisée en lien avec l'activité de raccordement au réseau.
  - Au **Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en baisse organique de 191 millions d'euros (- 22,8 %) du fait du transfert des charges au Nuclear Liability Fund pour les centrales fermées définitivement (Dungeness B). Les changements dans le système de retraites négociés en 2021 ont entraîné une contribution exceptionnelle, d'une part, et une diminution des charges d'une part.
  - EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 105 millions d'euros (+ 17,7 %) principalement liée à la croissance des activités du solaire distribué aux Etats-Unis.
  - Dalkia** enregistre une hausse organique de 145 millions d'euros (+ 8,4 %) reflétant la reprise des activités de services et de travaux fortement impactées en 2020 par la crise sanitaire.
- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 14 494 millions d'euros, en hausse organique de 495 millions d'euros (+ 3,5 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel sont en hausse organique de 50 millions d'euros (+ 0,8 %), traduisant notamment l'augmentation des rémunérations et charges de retraite, partiellement compensées par des baisses d'effectifs.
  - Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel sont en hausse organique de 47 millions d'euros (+ 1,5 %). Les effets prix sur les rémunérations sont partiellement compensés par la baisse des effectifs.
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 55 millions d'euros (+ 14,1 %) qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs, notamment liée à la croissance des activités de développement et construction.
  - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 85 millions d'euros (+ 7,9 %) s'expliquant essentiellement par la reprise des activités de service impactées en 2020 par la crise sanitaire et par une augmentation des effectifs pour accompagner le développement commercial.
  - Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel sont en hausse organique de 67 millions d'euros (+ 6,2 %) en raison notamment de l'impact défavorable de la mise à jour du taux d'actualisation.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 330 millions d'euros en 2021, en baisse organique de 455 millions d'euros (- 12,0 %) par rapport à 2020.
- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse organique de 393 millions d'euros (- 16,7 %) est principalement attribuable à la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance.
  - Sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse organique de 138 millions d'euros (- 14,5 %) s'explique également par la réduction des impôts de production.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 4 262 millions d'euros en 2021, en baisse organique de 1 510 millions d'euros par rapport à 2020 (- 26,1 %).
- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse organique du produit net pour 2 104 millions d'euros (- 49,8 %) est principalement attribuable à une diminution de la compensation CSPE (neutre en EBE) en lien avec la hausse des prix de marché *spot*.
  - Sur le segment **France - Activités régulées**, la hausse organique de 214 millions d'euros (+ 15,2 %) s'explique par une augmentation de la CSPE pour SEI liée aux mécanismes de compensation des surcoûts dans les îles.

### 3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	7 394	7 412	(18)	(0,2)	(0,3)
France - Activités régulées	5 992	5 206	786	15,1	15,1
EDF Renouvelables	815	848	(33)	(3,9)	(3,7)
Dalkia	378	290	88	30,3	31,7
Framatome	310	271	39	14,4	18,5
Royaume-Uni	(21)	823	(844)	(102,6)	(108,0)
Italie	1 046	683	363	53,1	53,0
Autre international	267	380	(113)	(29,7)	(22,9)
Autres métiers	1 824	261	1 563	n.a	n.a
<b>EBE GROUPE</b>	<b>18 005</b>	<b>16 174</b>	<b>1 831</b>	<b>11,3</b>	<b>11,3</b>

n.a. : non applicable

#### 3.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

L'impact net sur l'EBE de la hausse de volume de la production nucléaire de 25,3 TWh et de la baisse de 2,6 TWh de la production hydraulique après déduction des pompages est estimé à + 1 081 millions d'euros.

Les prix de l'énergie ont un impact négatif sur l'EBE estimé à - 1 140 millions d'euros avec notamment des arrêts et prolongations d'arrêts en fin d'année qui ont engendré des achats sur le marché à des prix très élevés. A l'inverse, les achats d'énergie en 2020 avaient été réalisés à des prix faibles.

Les effets sur le marché aval sont négatifs et estimés à 249 millions d'euros en raison de la perte de clients tandis que les prix de la capacité facturée aux clients ont un impact favorable.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie de la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance pour un montant estimé à de 322 millions d'euros.

#### 3.2.2.2 France - Activités régulées

La forte progression de l'EBE s'explique principalement par une hausse des volumes distribués de 15,8 TWh pour un montant estimé à 251 millions d'euros en lien avec un climat plus froid et faisant suite à une année 2020 marquée par la crise sanitaire, ainsi que par

l'activité de prestations de raccordement au réseau en croissance et qui contribue positivement à l'évolution de l'EBE pour un montant estimé à 159 millions d'euros.

L'évolution des prix a un effet favorable estimé à 30 millions d'euros, principalement en lien avec l'évolution positive de l'indexation des TURPE <sup>(1)</sup>, malgré l'effet négatif des achats de perte dans un contexte de forte hausse des prix de marchés.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie à hauteur de 130 millions d'euros de la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance.

### 3.2.2.3 EDF Renouvelables

La vague de froid extrême au Texas, intervenue au premier trimestre, a eu un impact négatif significatif sur l'EBE de production estimé à - 95 millions d'euros. En effet, EDF Renouvelables a dû réaliser des achats d'énergie à des prix très élevés afin d'honorer ses engagements contractuels, et a dû enregistrer une perte de valeur d'un de ses parcs impactant le résultat net.

L'EBE de production bénéficie par ailleurs d'une hausse des volumes produits grâce aux capacités mises en service (+ 1,6 TWh).

Les opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » contribuent favorablement à l'évolution de l'EBE en lien notamment avec des cessions aux Etats-Unis et au Portugal.

Les coûts de développement sont en progression et accompagnent la croissance de 27 % du portefeuille de projets éoliens et solaires de 73 GW.

### 3.2.2.4 Dalkia

La forte progression de l'EBE s'explique principalement par la reprise des activités de services et de travaux après un premier semestre 2020 marqué par la fermeture de nombreux sites clients et les reports de chantiers ainsi que par la poursuite des gains de performance des activités sur les réseaux de chaleur et de froid.

Elle s'explique également par un très bon rebond des activités de travaux et d'efficacité énergétique au Royaume-Uni.

Le développement commercial reste soutenu notamment dans le verdissement et l'exploitation - maintenance des réseaux de chaleur avec des contrats remportés notamment à Issoire, Puteaux, Monplaisir (Angers).

### 3.2.2.5 Framatome

L'EBE a fortement progressé grâce notamment à un niveau d'activité soutenu dans les usines de fabrication de « Combustibles » et de « Composants primaires » et d'un impact moindre de la crise sanitaire.

L'activité « Base installée » principalement en Amérique du nord et en France contribue aussi favorablement à l'évolution de l'EBE.

Le plan d'action sur les coûts de structure continue également à contribuer à cette évolution.

Par ailleurs, les prises de commande s'établissent à environ 3,7 milliards d'euros à fin 2021 <sup>(2)</sup>, en amélioration par rapport à 2020.

Framatome développe son expertise en ingénierie et a étendu ses capacités dans le contrôle-commande grâce à l'acquisition de l'activité contrôle-commande de Rolls-Royce <sup>(3)</sup>.

### 3.2.2.6 Royaume-Uni

La très forte diminution de l'EBE s'explique en premier lieu par le recul de la production nucléaire de 4 TWh pour un montant estimé à - 198 millions d'euros et par la forte baisse des prix réalisés du nucléaire (- 12,6 £/MWh) en lien avec un volume de rachat important dans un contexte de prix de marché élevés pour un montant estimé à - 550 millions d'euros.

L'activité de commercialisation a aussi subi l'impact de la crise énergétique au Royaume-Uni avec en particulier une baisse de la contribution du segment des clients résidentiels dans la mesure où la hausse des prix de l'énergie n'a pas été totalement répercutée en 2021 aux clients bénéficiant d'un tarif plafonné.

Le rachat des clients de Green Network Energy d'une part et l'intégration du portefeuille clients de Utility Point et Zog Energy selon le mécanisme de fournisseur de dernier recours a nécessité des achats complémentaires sur les marchés.

L'activité du segment des professionnels est en progression par rapport à 2020 qui avait été une année pénalisée par de la crise sanitaire.

### 3.2.2.7 Italie

Dans les activités d'électricité, l'EBE progresse en particulier grâce à une meilleure disponibilité des CCGT (cycle combiné gaz) et des services au système dans un contexte de forte volatilité des prix de marché. En outre, la contribution de la production d'énergie renouvelable est en hausse en particulier pour l'éolien dans un environnement de prix élevés.

Les activités de gaz bénéficient de la plus-value de cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG), du rebond de l'activité (impact de la crise sanitaire) pour le segment des clients industriels et un climat plus froid qu'en 2020.

L'EBE a bénéficié par ailleurs de la croissance des activités de services.

A noter la création d'Edison Renewables et l'entrée d'un partenaire financier à hauteur de 49 % afin de permettre le développement de nouvelles capacités de production.

### 3.2.2.8 Autre international

En Belgique <sup>(4)</sup>, la baisse de l'EBE s'explique essentiellement par une diminution de la production des parcs éoliens, en lien avec des conditions de vent moins favorables qu'en 2020, et par des achats à prix élevés, particulièrement en fin d'année.

(1) Indexation TURPE 5 Distribution de +2,7 5% et du TURPE 5 Transport de - 1,08 % au 1er août 2020 et du TURPE 6 Distribution de + 0,91 % et du TURPE 5 Transport de + 1,09 % au 1er août 2021.

(2) Aux bornes de Framatome

(3) Voir communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021

(4) Luminus et EDF Belgium

La capacité éolienne installée s'élève à 591 MW <sup>(1)</sup>, soit + 7,8 % par rapport à fin 2020. La production nucléaire est en croissance. La meilleure disponibilité des centrales thermiques a permis une augmentation des services rendus au système électrique.

Après un ralentissement en 2020 du fait de la crise sanitaire, les activités de services sont en croissance et les activités commerciales résistent bien dans un contexte toujours marqué par une forte intensité concurrentielle et par l'extension des tarifs sociaux.

Luminus a finalisé l'acquisition du portefeuille d'environ 330 000 clients d'Essent Belgium, fournisseur de gaz et d'électricité en Belgique <sup>(2)</sup>.

Au Brésil, l'EBE est en croissance organique grâce à l'augmentation du prix du Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2020 de 28 % et en novembre 2021 de 7 %, ainsi qu'aux ventes à prix élevé sur le marché spot.

### 3.2.2.9 Autres métiers

La hausse de l'EBE des activités gazières s'explique principalement par la revalorisation de contrats long terme (sans effet cash) en lien avec la nette amélioration des spreads Etats-Unis - Europe à moyen et long terme et avec une amélioration des marges opérationnelles des actifs gaziers du Groupe.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 1 200 millions d'euros, en hausse organique de 89,6 % par rapport à 2020, performance exceptionnelle dans un contexte de très forte volatilité des marchés de commodités.

La cession de parcs immobiliers en France contribue également à cette évolution.

## 3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 5 225 millions d'euros en 2021, en hausse de 1 350 millions d'euros (+ 34,8 %) et en hausse organique de 1 393 millions d'euros (+ 35,9 %).

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>18 005</b>	<b>16 174</b>	<b>1 831</b>	<b>11,3</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(215)	(175)	(40)	(22,9)
Dotations aux amortissements *	(10 789)	(10 838)	49	(0,5)
(Pertes de valeur)/reprises	(653)	(799)	146	(18,3)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 123)	(487)	(636)	130,6
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>5 225</b>	<b>3 875</b>	<b>1 350</b>	<b>34,8</b>

\*Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

### 3.3.1 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* diminuent de 40 millions d'euros par rapport à 2020, en lien avec les opérations d'EDF Trading pour le compte des entités d'EDF.

### 3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements diminuent de 49 millions d'euros par rapport à 2020 principalement sur le segment **France - Activités de production et commercialisation** (164 millions d'euros). Cette diminution s'explique essentiellement par l'impact de l'allongement comptable de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe qui a plus que compensé les amortissements supplémentaires du fait de l'augmentation des investissements.

### 3.3.3 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2021 s'élèvent à 653 millions d'euros principalement liées à l'activité nucléaire au **Royaume-Uni** compte tenu de la décision de fermeture anticipée de la centrale de Dungeness B <sup>(3)</sup>. Dans une moindre mesure, des pertes de valeur ont été comptabilisées sur les parcs photovoltaïques d'**EDF Renouvelables** compte tenu d'un décret prévoyant, à compter d'octobre 2021, la réduction des tarifs d'achat de l'électricité des parcs de plus de 250 kWc en France dont les contrats ont été conclus entre juillet 2006 et août 2010.

### 3.3.4 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 1 123 millions d'euros en 2021. Ils s'expliquent par :

(1) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 658 MW à fin 2021 (+11,9 %).

(2) Voir communiqué de presse de Luminus du 3 mai 2021.

(3) Le 7 juin 2021, EDF a décidé de mettre la centrale nucléaire AGR de Dungeness B, située dans le sud de l'Angleterre, en phase de déchargement du combustible.

- 427 millions d'euros pour le segment **France - Activités de production et commercialisation** principalement au titre des surcoûts liés aux travaux de réparation des soudures des traversées vapeur sur le chantier de Flamanville 3, diminués de la transaction Areva <sup>(1)</sup> ;
- 437 millions d'euros par le segment **Autre international** en raison notamment du résultat de cession de la participation de 49,99% dans CENG ;
- 212 millions d'euros, par le segment **Royaume-Uni** principalement au titre des décisions de fermeture anticipée de la centrale de Dungeness B en 2021 ;
- 155 millions d'euros par le segment **Italie** principalement au titre de litiges ex Montedison.

### 3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 459)	(1 610)	151	(9,4)
Effet de l'actualisation	(2 670)	(3 733)	1 063	(28,5)
Autres produits et charges financiers	4 489	2 761	1 728	62,6
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>360</b>	<b>(2 582)</b>	<b>2 942</b>	<b>n.a</b>

*n.a. : non applicable*

Le résultat financier représente un produit de 360 millions d'euros en 2021, en hausse de 2 942 millions d'euros par rapport à celui de 2020. Cette évolution s'explique par :

- une amélioration des autres produits et charges financières de 1 728 millions d'euros principalement du fait de la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés (+ 1 521 millions d'euros) (voir la section 8.1.6) ;
- la diminution de la charge de désactualisation de 1 063 millions d'euros, en raison principalement d'une moindre baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France entre 2021 et 2020 qu'entre 2020 et 2019. Le taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % et 1,2 % au 31 décembre 2020) ;
- la baisse du coût de l'endettement financier brut pour + 151 millions d'euros grâce à des opérations de refinancement dans un contexte de taux bas.

### 3.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % (contre une charge de 945 millions d'euros au 31 décembre 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 455 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 4 292 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, du fait de la bonne performance opérationnelle et financière (positions latentes) générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 219 millions d'euros. Elle intègre également les effets favorables de la reconnaissance d'impôts différés actifs aux Etats-Unis et de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensés par l'effet défavorable de la hausse à compter de 2023 du taux d'imposition de 19 % à 25 % au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était passé de 17 % à 19 %).

Concernant plus particulièrement la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la COVID 19, les sociétés italiennes bénéficient de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, Art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs et goodwill sur leur valeur comptable en contrepartie du paiement d'un impôt de 3%. Les sociétés italiennes du groupe ont opté, au 31 décembre 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et du goodwill.

Enfin, la charge d'impôt de 2020 avait été fortement grevée par la décision défavorable rendue par le Conseil d'Etat en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA, sans équivalent en 2021.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la cession de CENG), le taux effectif d'impôt courant en 2021 ressort à 21,3 %, contre 19,0 % en 2020.

(1) Accord transactionnel du 29 juin 2021 prévoyant le paiement par AREVA à EDF d'une indemnité de 563 m€ d'ici le 31 décembre 2021 et permettant de clore l'ensemble des différends entre EDF et Areva relatifs au contrat d'acquisition de Framatome conclu en 2017 ainsi qu'à leurs relations commerciales antérieures à l'acquisition.

### 3.6 Résultat net courant

Le résultat net courant <sup>(1)</sup> s'établit à 4 717 millions d'euros en 2021, en hausse de 2 748 millions d'euros par rapport à 2020 (voir la note 19.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021).

### 3.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 5 113 millions d'euros à fin 2021, en hausse de 4 463 millions d'euros. Outre la hausse importante du résultat net courant, la variation intègre en particulier les éléments après impôt :

- la variation de juste valeur des instruments financiers pour 1 152 millions d'euros,
- un produit de 362 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre EDF et Areva le 29 juin 2021,
- les surcoûts liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de - 410 millions d'euros, soit une charge supplémentaire de 140 millions d'euros par rapport à 2020 ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de - 366 millions d'euros, incluant la perte de valeur de la centrale, la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacité.

---

(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.

Montants 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 :

- - 1 480 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants en 2021 contre - 2 068 millions d'euros en 2020 ;
- - 149 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2021, contre - 124 millions d'euros en 2020 ;
- + 2 025 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2021 contre + 873 millions d'euros en 2020.

## 4 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2021	2020 <sup>(5)</sup>	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>18 005</b>	<b>16 174</b>	<b>1 831</b>	<b>11,3</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(869)	328	(1 197)	n.a
<b>EBE Cash</b>	<b>17 136</b>	<b>16 502</b>	<b>634</b>	<b>3,8</b>
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 526)	(1 679)	153	(9,1)
Investissements nets <sup>(1)</sup> (hors cessions Groupe 2020-2022)	(15 725)	(14 145)	(1 580)	11,2
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(98)	(17)	(81)	n.a
<b>Cash-flow généré par les opérations <sup>(2)</sup></b>	<b>(213)</b>	<b>661</b>	<b>(874)</b>	<b>n.a</b>
Cessions d'actifs	2 847	187	2 660	n.a
Impôt sur le résultat payé	(2 276)	(983)	(1 293)	n.a
Frais financiers nets décaissés	(588)	(929)	341	(36,7)
Actifs dédiés	(501)	(828)	327	(39,5)
Dividendes versés en numéraire	(794)	(768)	(26)	3,4
<b>Cash-flow Groupe <sup>(3)</sup></b>	<b>(1 525)</b>	<b>(2 660)</b>	<b>1 135</b>	<b>(42,7)</b>
Emissions emprunts hybrides	1 235	2 074	(839)	(40,5)
Emissions OCEANE	-	169	(169)	(100)
Remboursement d'emprunt hybride	(267)	-	(267)	n.a
Autres variations monétaires	(776)	(49)	(727)	n.a
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change</b>	<b>(1 333)</b>	<b>(466)</b>	<b>(867)</b>	<b>n.a</b>
Effet de la variation de change	(515)	445	(960)	n.a
Autres variations non monétaires	1 150	(1 126)	2 276	n.a
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies</b>	<b>(698)</b>	<b>(1 147)</b>	<b>449</b>	<b>(62,4)</b>
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession <sup>(4)</sup></b>	<b>-</b>	<b>(10)</b>	<b>10</b>	<b>n.a</b>
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>42 290</b>	<b>41 133</b>	<b>1 157</b>	<b>2,8</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE</b>	<b>42 988</b>	<b>42 290</b>	<b>698</b>	<b>1,6</b>

(1) 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 Groupe 2020-2022.

(2) 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 Groupe 2020-2022 et yc HPC et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(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 définies en note (3) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

(4) Correspond à l'endettement financier net des activités E&P d'Edison en cours de cession.

(5) Les données publiées au titre de 2020 intègrent un reclassement de 79 M€ entre les frais financiers nets décaissés, les actifs dédiés et les autres variations non monétaires.

n.a. non applicable

## 4.1 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 42 988 millions d'euros au 31 décembre 2021. Il était de 42 290 millions d'euros au 31 décembre 2020.

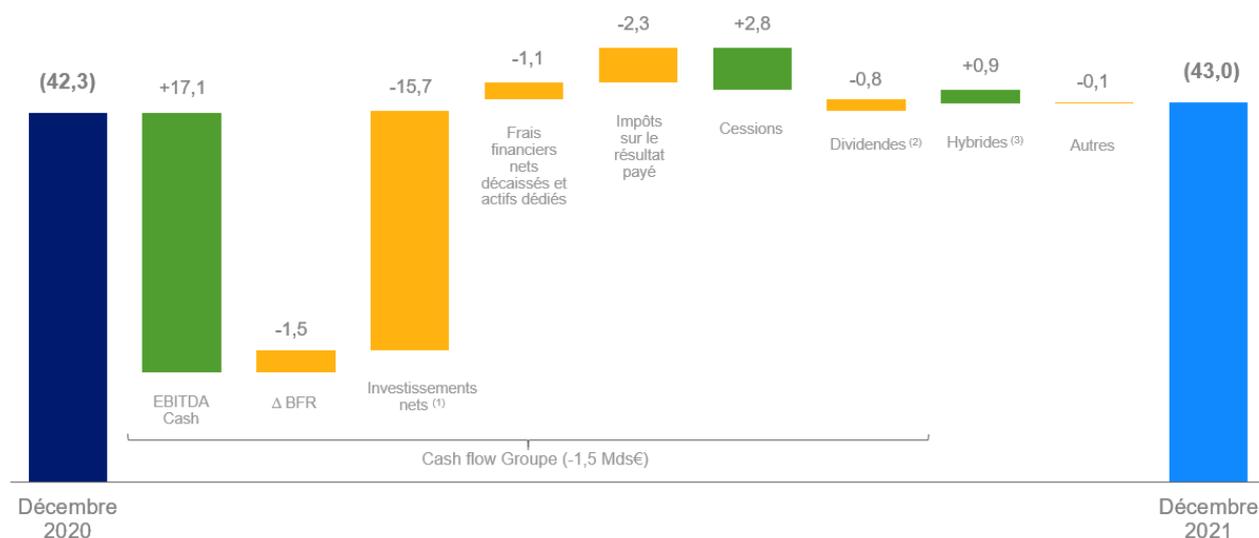
(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	69 406	65 591	3 815	5,8
Dérivés de couvertures des dettes	(3 762)	(1 986)	(1 776)	(89,4)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	9 919	6 270	3 649	58,2
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(12 737)	(15 028)	2 292	15,2
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	-	(17)	17	n.a
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET <sup>(1)</sup></b>	<b>42 988</b>	<b>42 290</b>	<b>698</b>	<b>1,6</b>

(1) 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.

L'endettement financier net a été contenu à 43 milliards d'euros en 2021, grâce à la bonne performance en termes d'EBE cash (17,1 milliards d'euros), aux cessions réalisées (2,8 milliards d'euros) et à l'émission obligataire sociale hybride (1,2 milliard d'euros).

### Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021

En milliards d'euros



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche.  
(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

(2) Dividendes versés, y compris la rémunération des obligations hybrides.  
(3) Émission hybride de 1,2 Md€ et remboursement annoncé de -0,3 Md€

## 4.2 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations s'établit à - 213 millions d'euros en 2021 contre 661 millions d'euros en 2020, soit une baisse de 874 millions d'euros.

### 4.2.1 EBE cash

L'EBE ajusté des éléments non cash s'élève à 17 136 millions d'euros, en augmentation de 634 millions d'euros par rapport à 2020, principalement du fait de la reprise des activités suite à la crise sanitaire et :

- de la hausse de la marge brute acheminement et hors acheminement d'Enedis ;
- de la croissance sur les activités en Italie (production thermique, commercialisation, optimisation gaz, renouvelables et services).

### 4.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de - 1 526 millions d'euros en 2021. Cette variation s'explique principalement par la hausse des prix de marché en 2021 qui a entraîné une augmentation des appels de marge liés aux activités d'optimisation/trading

(- 1 931 millions d'euros) et du BFR d'exploitation du Groupe, notamment en raison des conséquences de l'évolution des prix en fin d'année (-1 805 millions d'euros sur le net créances/dettes d'exploitation). A l'inverse, la diminution de la charge nette d'Obligation d'Achats s'est traduite par un excédent de compensation de la CSPE qui a permis de réduire la créance d'EDF vis-à-vis de l'Etat (+ 2 350 millions d'euros d'impact BFR).

### 4.2.3 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions 2020-2022, y compris HPC et Linky) s'élèvent à 15 725 millions d'euros en 2021, en hausse de 1 580 millions d'euros par rapport à 2020 qui était en recul du fait de la crise sanitaire.

(en millions d'euros)	2021	2020	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 338	5 484	(146)	(3)
France - Activités régulées	4 617	4 049	569	14
EDF Renouvelables	853	812	41	5
Dalkia	284	180	104	58
Framatome	381	219	162	74
Royaume-Uni	3 054	2 625	428	16
Italie	909	531	379	71
Autre international	289	207	81	39
Autres métiers	-	38	(38)	-
<b>INVESTISSEMENTS NETS</b>	<b>15 725</b>	<b>14 145</b>	<b>1 580</b>	<b>11</b>

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en baisse de 146 millions d'euros, du fait notamment de la baisse des dépenses de maintenance nucléaire et de décalages sur le projet Flamanville 3.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** (y compris Linky) sont en hausse de 569 millions d'euros, suite à la hausse sensible des raccordements et au report, en 2021, de certains travaux prévus en 2020 du fait de la crise sanitaire.

Au **Royaume Uni**, les investissements nets sont en hausse de 428 millions d'euros compte tenu de la hausse des investissements dans le projet HPC (+ 477 millions d'euros).

En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 379 millions d'euros, du fait notamment d'acquisitions dans le secteur des renouvelables et de projets de développement de centrales thermiques de nouvelle génération.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** est principalement liée à l'acquisition d'Essent par Luminus.

## 4.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à -1 525 millions d'euros en 2021, en nette progression par rapport à 2020 où il s'élevait à - 2 660 millions d'euros.

### 4.3.1 Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent en 2021 à 2 847 millions d'euros. Elles comprennent la cession de l'activité E&P en Norvège, la cession d'IDG (réseau de distribution de gaz) et la cession de 49% de la plateforme renouvelable en Italie, la cession de la participation de 49,99% dans CENG aux États-Unis, la cession de West Burton B et l'IPO de Pod Point au Royaume-Uni, la cession de Dalkia Wastenergie et d'une partie du parc immobilier en France.

### 4.3.2 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 la section 8.1.6).

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) ;
- 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 2021, les flux nets de - 501 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

### 4.3.3 Dividendes versés en numéraire

A fin décembre 2021, EDF a versé 794 millions d'euros au titre :

- du dividende 2020 (36 millions d'euros) et de l'acompte sur dividende 2021 (48 millions d'euros) versés par EDF SA <sup>(1)</sup> ;
- de la rémunération versée en 2021 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » (547 millions d'euros) ;

(1) L'Etat ayant opté pour un paiement en actions du dividende relatif aux exercices 2021 et 2022

- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (163 millions d'euros).

## 4.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement appréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro <sup>(1)</sup>) a un impact défavorable de 515 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

## 4.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires sont de 1 150 millions d'euros en 2021 contre - 1 126 millions d'euros en 2020 et sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16).

## 4.6 Ratios financiers

	2021	2020	2019
Endettement financier net/EBE	2,39	2,61	2,46
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) <sup>(1)</sup>	41 %	43 %	42 %

(1) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.

(1) Appréciation de 7,0 % de la livre sterling face à l'euro : 1,190 €/£ au 31 décembre 2021 et 1,112 €/£ au 31 décembre 2020 ;  
Appréciation de 8,3 % du dollar américain face à l'euro : 0,883 €/€ au 31 décembre 2021 et 0,815 €/€ au 31 décembre 2020.

## 5 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

- ◇ **Mesures réglementaires exceptionnelles destinées à limiter la hausse des tarifs en 2022** <sup>(1)</sup>
  - Attribution supplémentaire de 20 TWh de volume d'ARENH <sup>(2)</sup> pour 2022
  - Report sur 12 mois à partir du 01/02/23 d'une partie de l'augmentation tarifaire relative à l'année 2022 <sup>(3)</sup>
- ◇ **Nucléaire**
  - Mises à l'arrêt ou prolongations d'arrêts de réacteurs nucléaires en raison de la découverte de défauts à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité
  - Actualisation de l'estimation de production nucléaire en France à 295 - 315 TWh pour 2022 <sup>(4)</sup> et à 300 - 330 TWh pour 2023 <sup>(5)</sup>
- ◇ Signature d'un accord d'exclusivité avec GE en vue de l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power <sup>(6)</sup>, hors continent américain
- ◇ **Annonces du Président de la République le 10 février 2022 à Belfort**
  - Soutien de la filière nucléaire française :
    - lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 et études pour 8 EPR2 additionnels
    - poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs, sauf motif de sûreté
    - développement des SMR, notamment 500 millions d'euros pour NUWARD™
  - Accélération du développement des énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre et hydraulique)
  - Confirmation du rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition climatique de la France, dans un contexte de réduction des consommations d'énergie
- ◇ **2022**
  - EDF attire l'attention sur l'EBITDA 2022. Partant d'un socle 2021 de 18 Mds€, cet indicateur inclura :
    - environ 6 Mds€ d'amélioration du facteur prix
    - environ -8 Mds€ liés aux mesures réglementaires exceptionnelles <sup>(7)</sup>
    - environ -11 Mds€ en lien avec la baisse de la production nucléaire
    - et d'autres effets liés à la performance du Groupe

Ces estimations, très sensibles notamment aux prix de marché, sont présentées à titre illustratif <sup>(8)</sup> et dans l'état actuel des informations dont le Groupe dispose.

### ◇ Lancement d'un plan d'actions

Comme annoncé le 13 janvier 2022 <sup>(9)</sup>, EDF a présenté à son Conseil d'Administration, réuni le 17 février 2022, un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022.

Ce plan vise à poursuivre la stratégie du Groupe qui s'appuie sur un mix équilibré entre nucléaire et renouvelables, qui développe des services d'efficacité énergétique et qui apporte toujours plus d'innovation à nos clients.

Afin de financer cette stratégie, EDF a fait part de son intention de :

- Soumettre dès que possible au Conseil d'Administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, correspondant à un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse <sup>(10)</sup>.
- Proposer une option de versement en actions des dividendes <sup>(11)</sup> au titre des exercices 2022 et 2023.

L'Etat, premier actionnaire d'EDF, a fait part au Conseil d'Administration de sa position sur ces deux points, qui feront l'objet d'une communication séparée.

- Réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros <sup>(12)</sup> en cumul sur les années 2022 - 2023 - 2024.

(1) Voir communiqué du 13 janvier 2022 et la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021

(2) ARENH : Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique. Attribution de 20 TWh additionnels sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh

(3) Pour les TRV résidentiels et « bleu professionnels » et tous les clients (résidentiels et professionnels) pour les ZNI

(4) Voir communiqués de presse du 13 janvier 2022 et du 7 février 2022

(5) Voir communiqué de presse du 11 février 2022

(6) Voir communiqué de presse du 10 février 2022

(7) Ce montant intègre une estimation de l'effet du report tarifaire sur le cash-flow 2022 d'environ 1,5 Mds€ sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021

(8) Basées sur une hypothèse de prix à terme 2022 au 31 décembre 2021

(9) Cf. communiqué de presse du 13 janvier 2022 « Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français »

(10) Sur la base, à titre purement illustratif, d'un cours de référence de 8 euros par action et d'une décote conforme aux pratiques de marché.

(11) Taux de distribution cible du résultat net courant (ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres) compris entre 45 et 50 % pour 2022 et 2023.

(12) Réalisées ou signées : impact sur la dette économique ajustée, selon définition S&P

## 6 PERSPECTIVES FINANCIERES

### Ambitions 2023 <sup>(1)</sup>

- Endettement financier net / EBE : ~ 3x
- Dette économique ajustée / EBE ajusté <sup>(2)</sup> : entre 4,5x et 5x

---

*(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2022. À environnement réglementaire constant (plafond ARENH à 100TWh), avec une hypothèse de prix à terme 2023 au 31 décembre 2021, et compte tenu d'une hypothèse de production nucléaire 2022 et 2023 telle qu'annoncée dans les communiqués de presse des 7 et 11 février 2022.*

*(2) À méthodologie S&P constante*

## 7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

Voir également la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » du Document d'Enregistrement Universel 2021.

### 7.1 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 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 tels 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).

Une structure indépendante, le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattachée à la Direction des Risques Groupe est responsable 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). Elle 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.

#### 7.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

##### 7.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2021, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 22 656 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 13 039 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 15 072 millions d'euros, dont 3 632 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 2 691 M€ au titre des appels de marge sur dérivés) et la dette liée à l'obligation locative (voir note 18.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021). Les besoins associés pourront notamment être financés, le cas échéant, à partir des liquidités et des lignes de crédit disponibles du Groupe évoquées ci-dessus, ainsi que des autres ressources court terme évoquées ci-dessous.

Au 31 décembre 2021, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

##### 7.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

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. Le 26 mai 2021, 1,25 milliard d'euros de dettes sociales hybrides ont été émises au taux initial de 2,625%. Par ailleurs, le 23 novembre 2021, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes senior pour un montant de 1,75 milliard d'euros, une maturité de 12 ans et un coupon fixe de 1,000 %, complétée le 30 novembre 2021, par une nouvelle émission de 100 millions d'euros d'obligations vertes senior fongibles dans la souche émise le 23 novembre 2021.

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 ;
- 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 USCP.
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2021, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 4 462 millions d'euros et de 730 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 50 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 (samourai) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2021 s'établit à 13,7 ans contre 14,5 ans au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2021, EDF SA dispose d'un montant global de 12 297 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2021 ;
- un crédit syndiqué social d'un montant de 1,5 milliard d'euros a été signé en décembre 2021 de maturité initiale de trois ans (décembre 2024) avec 2 extensions possibles d'une année supplémentaire chacune. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2021. Le coût sera indexé sur quatre indicateurs de performance ESG du Groupe sous l'angle de sa responsabilité sociale ;

- les lignes bilatérales représentent 6 397 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2026. 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. Cinq des six lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2021 pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros, 250 millions d'euros et 400 millions d'euros.

Edison dispose notamment d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 300 millions d'euros au 31 décembre 2021.

### 7.1.2 Notation financière

Au 18 février 2022, 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. Elles sont été ajustées suite aux mesures annoncées le 13 janvier 2022 sur l'évolution des tarifs régulés de l'électricité et sur la production nucléaire en 2022.

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une mise sous surveillance négative	A-2
	Moody's	A3 assortie d'une mise sous surveillance négative	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ assortie d'une mise sous surveillance négative	F2
EDF Trading	Moody's	Baa2 assortie d'une mise sous surveillance négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB+ assortie d'une mise sous surveillance négative	B
	Moody's	Baa2 assortie d'une mise sous surveillance négative	n. a.
	Fitch Ratings	BBB assortie d'une mise sous surveillance négative	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	Baa2 assortie d'une mise sous surveillance négative	n. a.

n. a. = non applicable.

### 7.1.3 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 des dettes émises ou contractées en devises ou 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 les devises. 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 2021 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

#### STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DECEMBRE 2021, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

31 décembre 2021 (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)	38 003	11 119	49 122	71 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	18 128	(12 910)	5 218	8 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 018	2 410	12 428	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	(619)	2 638	4 %
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>69 406</b>	<b>-</b>	<b>69 406</b>	<b>100 %</b>

\* 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 2021 :

### SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2021 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	49 122	-	49 122
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	5 218	522	5 740
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	12 428	1 243	13 671
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 638	264	2 902
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>69 406</b>	<b>6 941</b>	<b>76 347</b>

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 2021 * (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 075	1 450	1 997	628
CHF (Suisse)	21	-	21	-
PLN (Pologne)	281	-	153	128
GBP (Royaume-Uni)	21 049	5 435	4 825	10 789
BRL (Brésil)	1 471	-	-	1 471
CNY (Chine)	10 615	-	6 610	4 005

\* Actifs nets : vision au 31 décembre 2021 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2021. 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 2021. 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

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2021			Au 31 décembre 2020		
	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	628	554	55	1 923	1 567	157
CHF (Suisse)	-	-	-	2	2	-
PLN (Pologne)	128	28	3	132	29	3
GBP (Royaume-Uni)	10 789	12 840	1 284	10 678	11 877	1 188
BRL (Brésil)	1 471	233	23	1 371	215	22
CNY (Chine)	4 005	557	56	11 026	1 374	137

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.

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 2021.

### 7.1.4 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.

Au 31 décembre 2021, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 70 % à taux fixe et 30 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 205 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2021 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,06 % à fin décembre 2021.

#### STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2021 (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	64 335	(15 434)	48 901	-
À taux variable	5 071	15 434	20 505	205
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>69 406</b>	<b>-</b>	<b>69 406</b>	<b>205</b>

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 2021 (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
<b>TITRES À TAUX VARIABLE</b>	<b>370</b>	<b>(4)</b>	<b>366</b>

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 au 31 décembre 2021) 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 au 31 décembre 2021), 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 la section 8.1.6).

### 7.1.5 Gestion du risque actions

#### Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée en section 8.1.6.

#### Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF 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 SA sont investis à hauteur de 32,3 % en actions fin décembre 2021, soit un montant de 4,2 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2021, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) ont fusionné dans le fonds de British Energy (*British Energy Generation Group*) qui a été renommé EDF Group (EDFG). Il est investi à hauteur de 10,1 % en actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés), ce qui représente un montant de 1 114 millions de livres sterling.

### 7.1.6 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, codifiée au sein du code de l'environnement (articles L594-1 à 14) 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 2021.

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 dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. 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 2021 pour tenir compte des évolutions des marchés de taux. 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 EDF Gestion (anciennement Division Gestion des Actifs Cotés) et par EDF Invest.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle <sup>(1)</sup> 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.

Au 31 décembre 2021, la valeur globale du portefeuille s'élève à 37 454 millions d'euros, contre 33 848 millions d'euros à fin décembre 2020. L'évolution des actifs dédiés en 2021 est décrite en note 15.1.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021, et leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable est détaillée dans la note 15.1.2.2 de cette annexe.

## COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2021	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2020
Actifs de rendement	21,1 %	7 908	17,1 %	19,0 %	6 420	2,3 %
Actifs de croissance	40,9 %	15 320	22,6 %	40,5 %	13 692	10,3 %
Actifs de taux	38,0 %	14 226	-0,7 %	40,5 %	13 736	4,1 %
<b>TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>100 %</b>	<b>37 454</b>	<b>11,9%</b>	<b>100 %</b>	<b>33 848</b>	<b>5,9 %</b>

### Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

Au 31 décembre 2021, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 14 801 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 10,93 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 26,6 % à fin 2020. 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 1 618 millions d'euros.

À fin décembre 2021, la sensibilité des obligations cotées (13 011 millions d'euros) s'établissait à 5,3, 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 685 millions d'euros. La sensibilité était de 5,5 à fin décembre 2020.

### Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 31 décembre 2021 à 3,7% (voir la note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,5% au 31 décembre 2021.

### Dérogations en cours de validité et prescriptions accordées par l'autorité administrative en application des articles D. 594-6 et D. 594-7 du code de l'environnement

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 %.

Par ailleurs, Cyclife, filiale d'EDF, a reçu une prescription de l'autorité administrative d'atteindre un taux de couverture des provisions nucléaires excédant 100% au 31 décembre 2022 au plus tard. Afin de s'y conformer, des dotations aux actifs de couverture pourront le cas échéant, être effectuées en 2022 (voir note 17.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021).

## 7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle réalisée par le Groupe EDF dans l'hypothèse d'une défaillance future de sa contrepartie. 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).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

fin septembre 2021, les expositions du Groupe sont à 89% 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 31/03/2021	91 %	8 %	1 %	100 %
au 30/09/2021	89 %	10 %	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 31/03/2021	6%	1%	9%	76%	8%	100%
au 30/09/2021	7 %	1 %	10 %	62 %	20 %	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. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

## 7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

### 7.2.1 Politique de risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

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.

### 7.2.2 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 <sup>(1)</sup> 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 produite en France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de

(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.

l'optionnalité 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 la cadre de la « La loi Énergie Climat » votée en 2019. 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. 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. Par ailleurs, le gouvernement a annoncé le 13 janvier 2022 que EDF devrait vendre 20 TWh d'ARENH supplémentaires à ses concurrents sur la période du 1<sup>er</sup> avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh. Cette décision, dont les modalités de mise en œuvre restent à préciser, expose EDF à un risque de perte entre le prix de rachat de ces volumes sur les marchés de gros et 46,2 €/MWh.

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 trimestriellement au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

### 7.2.3 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 au 31 décembre 2021. 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 contexte des contrôles sur le parc nucléaire annoncés le 13 janvier 2022 et des annonces de volumes supplémentaires ARENH, le risque volume France est particulièrement élevé pour l'année 2022.

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 met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. 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 <sup>(1)</sup>. 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 2021, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 35 millions d'euros du 1<sup>er</sup> janvier au 31 octobre puis de 70 millions d'euros à partir du 1<sup>er</sup> novembre, 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 pendant toute l'année et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros du 1<sup>er</sup> janvier au 31 octobre puis de 210 millions d'euros à partir du 1<sup>er</sup> novembre.

Dans un contexte de marché extrêmement volatil, les limites de VaR et de *stop-loss* ont été dépassées au cours du second semestre 2021, ce qui a entraîné la mise en œuvre des procédures prévues dans ce type de situation. Au 31 décembre 2021, ces deux indicateurs sont revenus sous leurs limites.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 6 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir la note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

## 8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées est détaillée dans la note 22 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

## 9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées au 31 décembre 2021 figure en note 3 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

<sup>(1)</sup> 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.