



Société anonyme
au capital de 1 551 810 543 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2020

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 29 juillet 2020 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020 qui y sont inclus.

Ce rapport contient des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Rapport financier semestriel et les déclarations ou informations figurant dans le présent Rapport financier semestriel pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Rapport financier semestriel, notamment dans la section 11 « Perspectives Financières » du Rapport semestriel d'activité, sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique, et cette année, plus particulièrement aux effets de la crise sanitaire et au rythme de reprise d'activité dans les différents pays où le Groupe est présent) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du Document d'enregistrement universel du groupe EDF pour l'année 2019.

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent Rapport financier semestriel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

SOMMAIRE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

1. DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2020
2. RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ AU 30 JUIN 2020
3. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2020
4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2020 (PÉRIODE DU 1^{er} JANVIER AU 30 JUIN 2020)

DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2020

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes consolidés résumés pour le semestre écoulé sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans le périmètre de consolidation, et que le Rapport semestriel d'activité ci-joint présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

À Paris, le 29 juillet 2020

M. Jean-Bernard Lévy

Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ AU 30 JUIN 2020

SOMMAIRE DÉTAILLÉ

1	CHIFFRES CLÉS	6
2	ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	7
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	7
2.2	Consommation d'électricité et de gaz	11
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	11
2.4	Conditions climatiques : températures et pluviométrie	11
3	ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	12
3.1	Événements majeurs	12
3.2	Plan de cession d'actifs	13
3.3	Structure financière	13
3.4	Environnement réglementaire	13
3.5	Évolutions de la composition du Conseil d'administration d'EDF	13
3.6	Autres événements marquants	13
4	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2019 ET 2020	14
4.1	Chiffre d'affaires	15
4.2	Excédent brut d'exploitation	17
4.3	Résultat d'exploitation	20
4.4	Résultat financier	21
4.5	Impôts sur les résultats	21
4.6	Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	22
4.7	Résultat net des activités en cours de cession	22
4.8	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	22
4.9	Résultat net part du Groupe	22
4.10	Résultat net courant	22
5	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS	23
5.1	Cash-flow généré par les opérations	24
5.2	Cash-flow avant Hinkley Point C et Linky	24
5.3	Cash-flow Groupe	25
5.4	Effet de la variation de change	25
5.5	Autres variations non monétaires	25
5.6	Ratios financiers	25
6	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	26
6.1	Gestion et contrôle des risques financiers	26
6.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	32
7	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	33
8	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2020	33
9	FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS	35
10	ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE	35
11	PERSPECTIVES FINANCIÈRES	35

1 CHIFFRES CLÉS

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020 du groupe EDF.

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2020. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020.

La cession de l'activité Exploration et Production (E&P) d'Edison a été qualifiée d'activité abandonnée au sens de la norme IFRS 5 à compter du 1^{er} janvier 2019. Ainsi, le résultat net des activités abandonnées est présenté sur la ligne distincte du compte de résultat « résultat net des activités en cours de cession » pour les périodes publiées. Le premier semestre 2019 est retraité compte-tenu du changement du périmètre de la cession qui exclut l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège. Le projet de cession de l'activité E&P d'Edison et l'impact du retraitement sur le premier semestre 2019 sont présentés en note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020. Les actifs et passifs des activités en cours de cession font l'objet d'une présentation en note 25.

Les comptes consolidés résumés sont établis conformément à la norme IAS 34 relative à l'information financière intermédiaire. Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. À ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2019.

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2020 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	34 710	36 484	(1 774)	- 4,9	- 4,9
Excédent brut d'exploitation (EBE)	8 196	8 360	(164)	- 2,0	- 1,6
Résultat d'exploitation	1 624	3 677	(2 053)	- 55,8	- 54,9
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	(678)	3 546	(4 224)	-	-
Résultat net part du Groupe	(701)	2 498	(3 199)	-	-
Résultat net courant ⁽²⁾	1 267	1 402	(135)	- 9,6	- 8,4

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

(2) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section 4.10 « Résultat net courant »).

PASSAGE DU RÉSULTAT NET PART DU GROUPE AU RÉSULTAT NET COURANT

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾
Résultat net part du Groupe	(701)	2 498
Autres, y compris variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres	1 244	(1 570)
Pertes de valeur	724	474
Dont Edison : cession activités E&P (application IFRS 5)	125	414
RÉSULTAT NET COURANT	1 267	1 402
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(286)	(334)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	981	1 068

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

CASH-FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	30/06/2020	30/06/2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Cash-flow Groupe ⁽²⁾	(1 889)	1 047	(2 936)	-

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

(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 comparable 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 investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky (voir section 5.3).

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	30/06/2020	31/12/2019	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net ⁽¹⁾	42 002	41 133	869	2,1
Endettement financier net/EBE	2,54 ⁽²⁾	2,46		

(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. Il 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 (voir note 23.3 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

(2) Le ratio au 30 juin 2020 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2019 retraité et du premier semestre 2020.

2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

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

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France est à relier avec celle des pays frontaliers.

Au cours du 1^{er} semestre 2020, les prix spot de l'électricité en Europe sont en forte baisse par rapport à ceux du 1^{er} semestre 2019. Cette baisse est prononcée sur l'ensemble des pays, avec de légères disparités selon le mix électrique des pays et l'impact de la crise Covid sur leur demande en électricité.

2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2020 en base (€/MWh)	23,7	32,7	32,2	23,4	24,3
Variation 2020/2019 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	- 42,2 %	- 38,8 %	- 41,6 %	- 38,9 %	- 41,4 %
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2020 en pointe (€/MWh)	28,0	37,3	35,7	28,5	28,2
Variation 2020/2019 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	- 40,9 %	- 35,0 %	- 40,9 %	- 36,0 %	- 42,0 %

En France, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 23,7 €/MWh en base et à 28,0 €/MWh en pointe sur le 1^{er} semestre 2020, soit une baisse de 17,3 €/MWh en base et 19,4 €/MWh en pointe par rapport au 1^{er} semestre 2019. Cette baisse marquée est homogène sur toute la période à l'exception du mois de juin, qui est seulement 3,5€/MWh en-deçà de son niveau de 2019. Jusque mi-mars, la hausse des températures s'est combinée à l'augmentation de la production éolienne pour infléchir les prix. C'est ensuite la chute brutale de la demande en électricité, liée à la mise en place du confinement, qui a maintenu les prix spot bien en dessous de leurs niveaux de 2019, effet renforcé par les niveaux de prix très bas des commodités. Au mois de juin, la reprise de la demande en électricité et la remontée du cours du CO₂ ont soutenu les prix et limité leur baisse par rapport au mois de juin 2019.

Au 1^{er} semestre 2020, la demande française s'est établie à 225,2 TWh, en baisse de 21,3 TWh par rapport à la même période en 2019. Face à cette baisse prononcée, la production française a diminué de 20,6 TWh au total.

Le recul est porté par celui des productions nucléaire (- 29,7 TWh) et thermique à flamme (- 2,7 TWh), s'établissant respectivement à 174,0 TWh et 17,3 TWh. Leur diminution a donc à la fois compensé la baisse de consommation d'électricité et la hausse de la production renouvelable, qui s'élève à + 5,3 TWh pour la production éolienne et solaire, et + 6,6 TWh pour la production hydraulique. L'augmentation de cette dernière s'explique par l'augmentation de la production « fil de l'eau » (+ 2,6 TWh), ainsi que par l'hydraulicité relativement favorable du semestre combinée à des niveaux élevés de réservoirs en début d'année, qui ont dû être partiellement vidés pour accueillir

(1) France et Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;

Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;

Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;

Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

la fonte nivale. Sur le semestre, la production thermique à flamme provient à 94% des centrales à gaz. La production charbon, inférieure à 1 TWh au 1^{er} semestre 2019 a continué à décroître pour s'établir à 0,3 TWh, représentant 0,1% de la production française sur le premier semestre 2020.

Le solde exportateur est stable, s'établissant à 31,8 TWh, soit 0,4 TWh au-dessus du niveau du 1^{er} semestre 2019.

Cette stabilité masque une réorientation des flux, notamment liée aux différents impacts du confinement sur la demande des pays. Ainsi le solde exportateur à destination de l'Italie, l'Espagne et la Grande-Bretagne, pays dont la demande a été la plus durement atteinte, a diminué de 4,0 TWh, tandis que celui vers la zone CWE et la Suisse a augmenté de 4,4 TWh.

Les effets générateurs de la baisse des prix spot sur le premier semestre sont identiques d'un pays à l'autre, même si leur impact varie selon les spécificités du pays : baisse des prix des commodités, températures hivernales au-dessus des normales, effondrement de la demande à partir du confinement, hausse de la production renouvelable. Ils se sont traduits dans l'ensemble dans des prix *spot* divisés par deux par rapport à l'année précédente sur le deuxième trimestre de l'année 2020.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 32,7 €/MWh sur le 1^{er} semestre 2020, en baisse de 20,7 €/MWh par rapport au 1^{er} semestre 2019. En raison de la part importante de la production d'électricité à partir de gaz (36,3% de l'électricité produite sur le semestre), la baisse du prix du gaz a fortement pesé sur le prix dès le 1^{er} trimestre. La baisse de la consommation (- 14,4 % au T2 vs. T2 2019) et la hausse de la production d'origine renouvelable, qui représente plus de 40 % de la production d'électricité sur le semestre, sont aussi à l'œuvre.

En **Italie**, les prix *spot* moyens sont en baisse de 22,9 €/MWh par rapport à 2019, soit une moyenne de 32,2 €/MWh en base sur le 1^{er} semestre 2020. La baisse relative est sensiblement plus marquée sur le deuxième trimestre, en raison de la chute importante de la consommation liée aux mesures de confinement (en baisse de 16,6% par rapport au 2^{ème} trimestre 2019).

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 23,4 €/MWh, en baisse de 14,9 €/MWh par rapport au 1^{er} semestre 2019. La très forte production éolienne (+ 7,6 TWh sur tout le semestre par rapport au 1^{er} semestre 2019, et 20,3 TWh de production pour le seul mois de février) a tiré les prix vers le bas dès le mois de février, au cours duquel 84 heures de prix négatifs ont été constatées. Ces épisodes se sont poursuivis sur le semestre, qui totalise plus de 200 heures de prix négatifs. La consommation allemande d'électricité est en baisse de 5,5 % sur le semestre. Ce recul plus faible que celui de la demande française par exemple s'explique par une moindre thermosensibilité de sa demande, ainsi qu'un moindre impact de la crise sanitaire sur sa consommation au deuxième trimestre. Stimulée par le prix du gaz extrêmement bas, la production d'électricité provenant des CCG a augmenté de 7,3 TWh par rapport au 1^{er} semestre 2019, tandis que la production nucléaire était en baisse de 4,6 TWh et que celle des centrales lignite et charbon reculait de respectivement 19,0 et 10,2 TWh. La production totale d'électricité d'origine thermique à flamme est ainsi en baisse, en part relative et en absolu, représentant sur le 1^{er} semestre 2020 32,4% de la production totale contre 37,8% au 1^{er} semestre 2019.

En **Belgique**, les prix *spot* ont reculé de 17,2 €/MWh par rapport au 1^{er} semestre 2019, s'établissant en moyenne à 24,3 €/MWh lors du 1^{er} semestre 2020. La baisse est homogène de janvier à mai, les prix *spot* se trouvant en juin à des niveaux proches de juin 2019 en raison de la reprise de la demande et des niveaux de prix déjà bas constatés en juin 2019. Comme dans les autres pays, la baisse s'explique d'abord par un hiver doux avec des prix de commodités bas, puis par la chute de la demande à partir de mi-mars. Tandis qu'aucun épisode de ce type n'avait eu lieu en 2019, les prix négatifs se sont multipliés en Belgique aux mois d'avril et mai, résultat de la forte production éolienne des pays frontaliers combinée à la chute de la demande. On totalise ainsi 99 heures de prix négatifs sur le semestre.

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume- Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2021 à terme en base sur le 1 ^{er} semestre 2020 (€/MWh)	43,8	45,4	48,8	39,2	39,8
Variation 2020/2019 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1 ^{er} semestre	- 14,8 %	- 24,9 %	- 19,5 %	- 18,3 %	- 23,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2021 en base au 30 juin 2020 (€/MWh)	48,7	49,0	49,3	41,6	42,0
Moyenne du prix du contrat annuel 2021 à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre 2020 (€/MWh)	56,6	51,7	55,0	48,3	52,1
Variation 2020/2019 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre	- 13,7 %	- 22,6 %	- 19,1 %	-17,8 %	- 18,5 %
Prix à terme du contrat annuel 2021 en pointe au 30 juin 2020 (€/MWh)	63,5	55,2	56,0	50,9	55,4

Partout en Europe, la moyenne des cotations des contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en baisse en moyenne par rapport au 1^{er} semestre 2019. Cette baisse s'explique par la baisse moyenne des prix des combustibles fossiles et du CO₂.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 43,8 €/MWh, en baisse de 14,8 % par rapport au 1^{er} semestre 2019, reflet de la baisse des prix des commodités. Le prix a connu une chute brutale courant mars, atteignant le 18 mars son minimum sur le semestre de 37,4 €/MWh lorsqu'il s'est trouvé pénalisé par la chute du prix du CO₂ dans un contexte de prix de combustibles déjà bas. Il s'est ensuite progressivement rétabli, entraîné par l'anticipation de tensions sur l'équilibre offre demande au premier trimestre 2021, et par l'annonce de la revue à la baisse des hypothèses de production nucléaire d'EDF sur les deux années à venir, tandis que le prix du CO₂ ré-augmentait fortement.

(1) **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;

Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2019 puis avril 2020 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

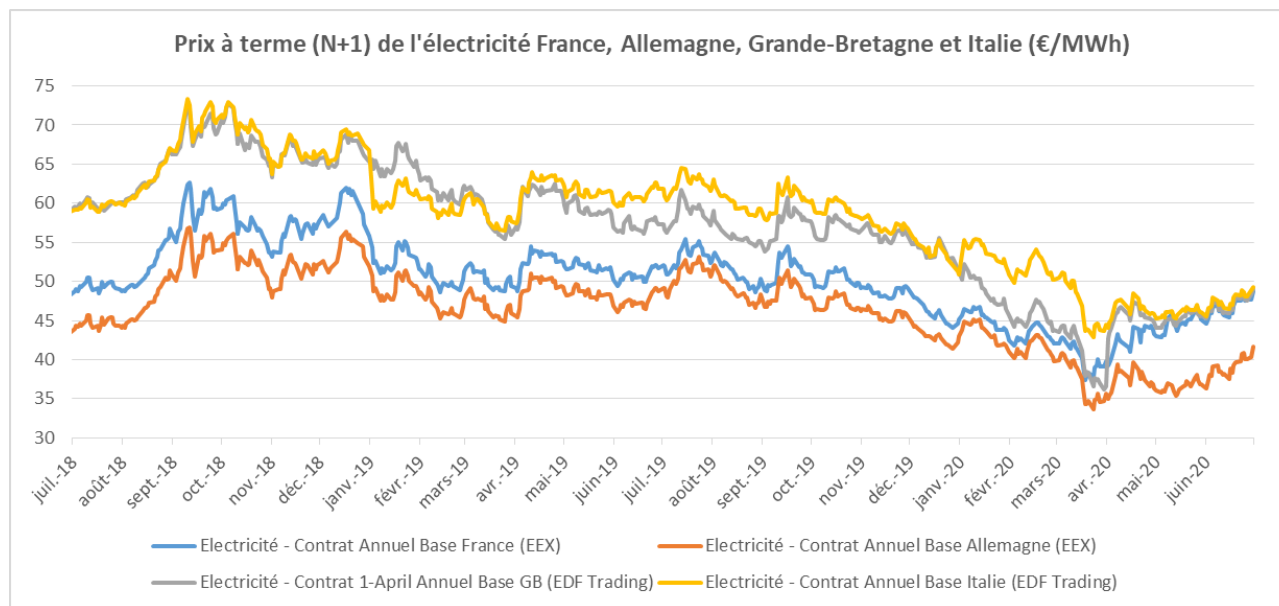
Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a diminué de près de 25 % sur le 1^{er} semestre 2020 par rapport au 1^{er} semestre 2019 pour s'établir à 45,4 €/MWh en moyenne en raison de la baisse moyenne des prix du gaz et du CO₂, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base a également diminué, pour s'établir en moyenne à un prix de 48,8 €/MWh sur le 1^{er} semestre 2020, soit 19,5 % en-dessous du niveau du 1^{er} semestre 2019. Cette baisse s'explique par la forte baisse moyenne du prix du gaz et du CO₂.

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N+1 en base est en baisse de 18,3 % sur le 1^{er} semestre 2020 par rapport au 1^{er} semestre 2019, pour s'établir à 39,2 €/MWh en moyenne. Outre la baisse des prix du gaz et du CO₂, la baisse du prix du charbon a également pesé sur le prix à terme, les moyens charbon contribuant toujours fortement à la formation du prix allemand.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base s'est établi en moyenne à 39,8 €/MWh sur le 1^{er} semestre 2020, soit 23,1 % de moins que lors du 1^{er} semestre 2019 en raison de la baisse moyenne des prix du CO₂ et du gaz. Cette baisse est à rapprocher de celles des prix allemands et français, l'évolution des prix de ces pays étant fortement corrélée.

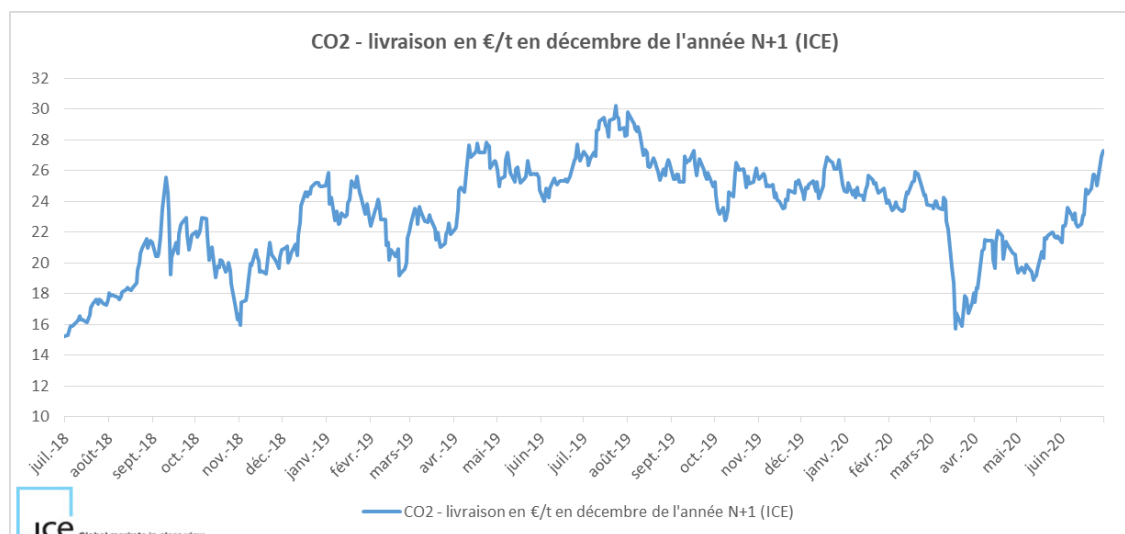
→ Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (en MWh)



2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂ ⁽¹⁾

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 22,3 €/t au 1^{er} semestre 2020 (- 7,9 % ou - 1,9 €/t vs S1 2019). Le prix du quota de CO₂ s'est écroulé en mars, perdant 8,4 € en une semaine lorsque les mesures de confinement se répandaient en Europe, faisant craindre une baisse marquée et durable de la demande. La chute du cours du quota a été accentuée par le repli des acteurs voulant limiter leurs pertes ou dégager des liquidités dans le contexte d'effondrement généralisé des marchés financiers. Le prix du CO₂ est cependant remonté à partir d'avril, continuant d'osciller au gré des espoirs sur la sortie de la pandémie, et réagissant fortement aux annonces de mesures de relance économique et aux signaux politiques écologiques. Il a finalement clôturé le semestre à 27,3 €/t, en hausse de 2,6 €/t par rapport à son niveau fin 2019.

→ Évolution du prix des droits d'émission de CO₂



(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020) ;

2.1.4 Prix des combustibles fossiles ⁽¹⁾

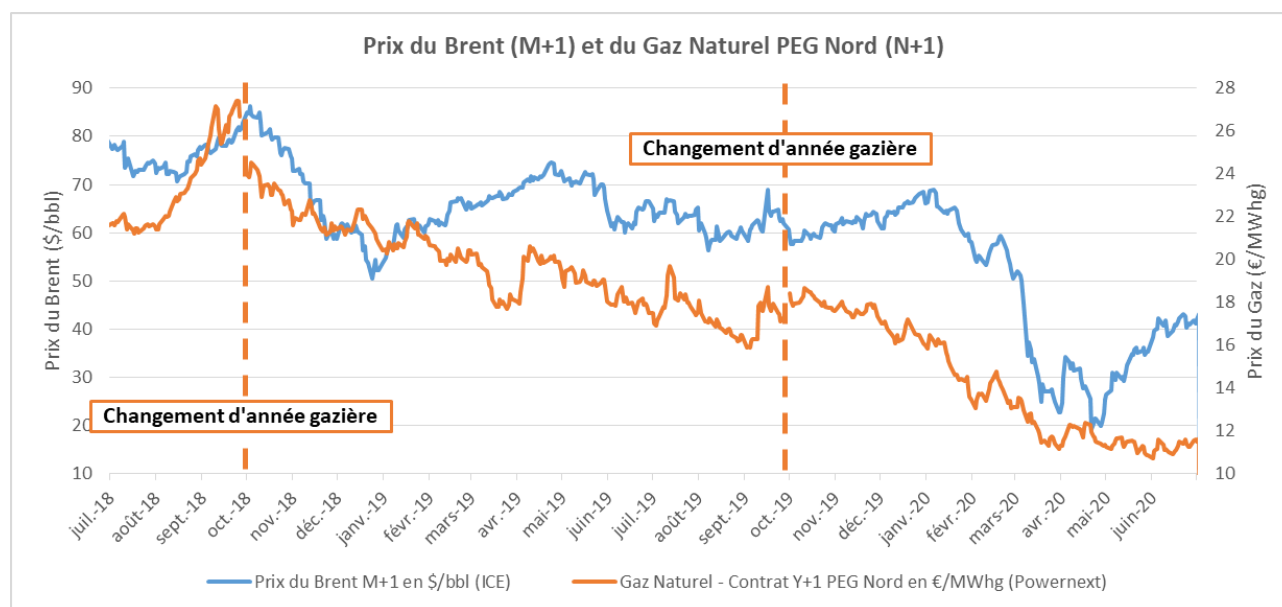
	Pétrole (US\$/bbl)	Charbon (US\$/t)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2020	42,1	56,6	12,6
Variation 2020/2019 des moyennes sur le 1 ^{er} semestre	- 36,4 %	- 23,6 %	-35,4 %
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2020	68,9	65,4	16,5
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2020	19,3	51,8	10,7
Prix au 30 juin 2020	41,2	57,7	11,6
Prix au 30 juin 2019	66,6	64,7	17,5

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 42,1 \$/bbl au 1^{er} semestre 2020 (- 36,4 % ou - 24,1 \$/bbl vs S1 2019). Déjà orienté à la baisse dans un contexte d'offre abondante et de demande fragilisée, le prix du baril a connu une chute violente après l'échec des négociations entre les membres de l'OPEP+ le 6 mars, et la généralisation rapide des mesures de confinement à travers le monde. Le baril de Brent a poursuivi sa baisse jusqu'à atteindre 19,3 \$/ bbl le 21 avril, tandis que le baril de WTI pour livraison en mai s'échangeait à des prix négatifs. A partir de mai, le prix s'est orienté à la hausse, soutenu par la mise en œuvre de la réduction de production finalement décidée par l'OPEP+, puis par la reprise de la demande au fil des déconfinements. Il a ainsi clôturé le premier semestre 2020 à 41,2 \$/bbl.

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 56,6 \$/t au 1^{er} semestre 2020 (- 23,6 % ou - 17,5 \$/t vs S1 2019), poursuivant de janvier à mai la baisse entamée en 2019. La croissance de la demande en charbon, déjà affaiblie en 2019 et début 2020 par la concurrence du gaz et le ralentissement économique, a pris de plein fouet les mesures de confinement et leurs impacts sur la croissance économique. L'offre a cependant été réduite en partie, ce qui a limité la baisse : d'une part en raison des niveaux très bas des prix, qui ont conduit à des réductions de production faute de rentabilité, mais aussi en conséquence directe du confinement, qui a conduit certains pays à interrompre ponctuellement l'extraction ou l'expédition de charbon. Le cours a rebondi en juin, porté par des difficultés d'acheminement en Russie et Afrique du Sud, et la hausse du complexe énergétique.

Le prix du **contrat annuel gazier** pour livraison en N+1 sur le hub français PEG s'est établi en moyenne à 12,6 €/MWh au 1^{er} semestre 2020 (- 35,4 % ou - 6,9 €/MWh vs S1 2019). Le prix du gaz à terme a continué sur le 1^{er} semestre 2020 la décrue entamée en 2019. La surabondance de l'offre liée à une demande mondiale modérée et au soutien de la production non conventionnelle nord-américaine s'est trouvée accentuée par la crise Covid, qui a fortement impacté la demande en gaz. Les niveaux hauts de stocks et les températures douces ont consolidé cet effet en Europe. Au mois de juin, l'effondrement des prix a ralenti, l'offre en gaz commençant à être impactée par leurs niveaux très bas : sur le court terme, annulations de livraisons de cargos en provenance des USA et intérêt retrouvé du marché asiatique, et sur toute la courbe, effet des fermetures de certains sites de production d'hydrocarbures non conventionnels pour raisons économiques.

→ Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



(1) Charbon : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US\$/t) ;
Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month) - (en US\$/baril) ;
Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG) - €/MWhg.

2.2 Consommation d'électricité et de gaz

2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

La consommation d'électricité en **France** ⁽¹⁾ a atteint 226,3 TWh au premier semestre 2020, en baisse de 8,6 % par rapport au premier semestre 2019. La consommation du premier trimestre a été en-deçà de celle de 2019 (- 5 %) : en effet, les mois de janvier et février ont été marqués par des conditions climatiques très douces pour la saison (respectivement + 1,7°C et + 2,5°C au-dessus des normales) et le mois de mars a subi les premiers effets de la crise sanitaire. Le second trimestre, fortement impacté par la crise sanitaire, affiche une chute de la consommation de 13,5%.

La consommation de gaz naturel en **France** ⁽²⁾ a baissé de 12,2 % (- 32,6 TWh) au premier semestre 2020 par rapport au premier semestre 2019 pour s'établir à 234,2 TWh. La consommation pour le chauffage a diminué en début d'année en raison de températures particulièrement douces. Le mois de mars a subi les premiers effets de la crise sanitaire et, à partir d'avril, l'effet du confinement est devenu prédominant, diminuant la consommation pour l'industrie et pour la production d'électricité, tandis que les températures sont restées élevées à la sortie de l'hiver. La baisse de consommation est donc particulièrement marquée au deuxième trimestre (- 22,8 % vs T2 2019), malgré une reprise de la demande en juin (+ 4,7 % vs juin 2019).

2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

A fin juin 2020, la consommation d'électricité en **Italie** ⁽³⁾ s'établit à 143,5 TWh, en forte baisse par rapport à 2019 (- 8,9 %) en raison de la crise sanitaire. La hausse de la production hydroélectrique et solaire, due principalement à des conditions climatiques favorables, a partiellement compensé la baisse de la production thermoélectrique et éolienne. Les importations nettes ont reculé de 28,2 %.

La demande intérieure de gaz naturel en **Italie** ⁽⁴⁾ a baissé de 10,8 % suite à l'impact de la crise sanitaire et à la diminution de la production thermique à gaz. Les températures plus douces pendant le premier trimestre 2020 ont induit une baisse de 8,6 % des consommations sur le marché résidentiel. Les consommations industrielles ont baissé de 13,0 % du fait de la crise sanitaire.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

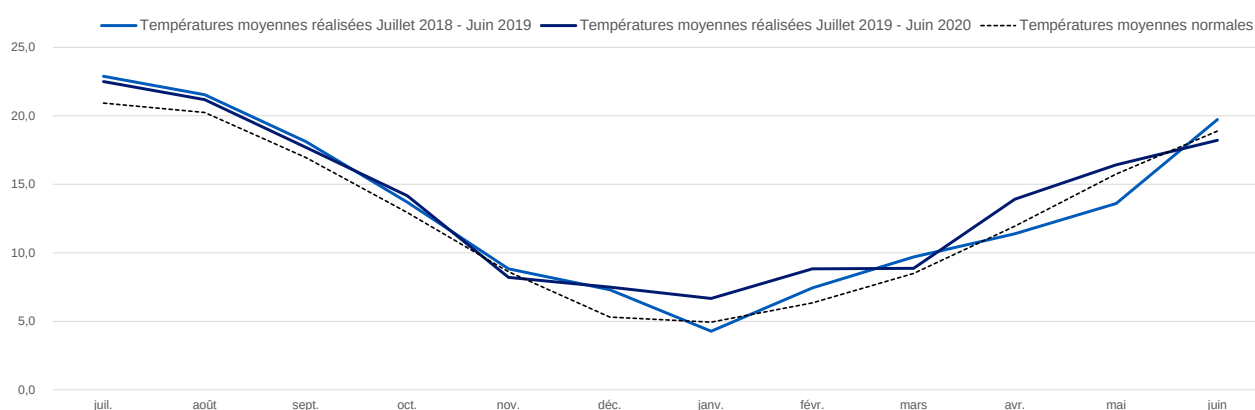
En **France**, le 1^{er} février 2020, les tarifs réglementés de vente ont augmenté de 3,0 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et de 3,1 % HT pour les tarifs bleus non résidentiels (voir note 3.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs standards variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1^{er} janvier 2019. Le niveau du plafonnement avait augmenté de 10 % le 1^{er} avril 2019 puis avait diminué de 6% à partir du 1^{er} octobre 2019. Le plafond a été diminué de 1% pour la période du 1^{er} avril au 30 septembre 2020 pour refléter l'évolution du prix des marchés de gros.

2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

Le premier semestre 2020 a été plus chaud que le premier semestre 2019 avec des mois d'hiver particulièrement doux. L'hiver 2019-2020 a été le plus chaud en France depuis le début du XX^e siècle. Le printemps 2020 est le 2^{ème} le plus chaud depuis 1900. Seul le mois de juin est sous la normale (- 0,7°C).

→ Températures ⁽¹⁾ en France en 2020 et 2019



(1) Données basées sur un panier de 32 villes. Source Météo France.

La pluviométrie a été variable au premier semestre 2020 à l'échelle de l'Europe avec une pluviométrie déficitaire dans le Sud de l'Europe (Espagne-Italie), voisine de la normale en Europe Centrale et excédentaire dans le Nord-Est (notamment en Scandinavie).

(1) Données **France** : données brutes communiquées par RTE (données du mois de juin 2020 estimées car non disponibles à ce jour).

(2) Données **France** : données brutes communiquées par Smart GRTgaz.

(3) Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

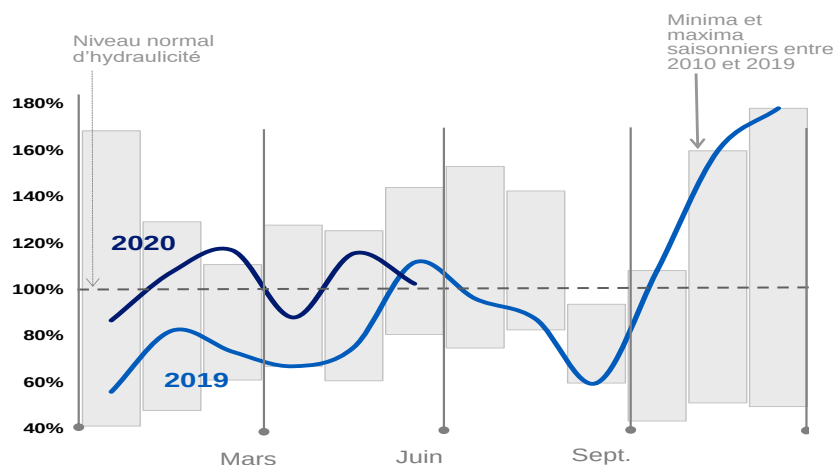
(4) Données **Italie** : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

En France, la pluviométrie a été assez contrastée entre les massifs montagneux (notamment les Alpes) où les cumuls pluviométriques ont été plutôt excédentaires et les bassins de plaine du centre où ils ont été déficitaires. Il convient de noter également une longue période sans précipitations de mi-mars à fin avril durant laquelle les cumuls de précipitations ont été à des niveaux historiquement bas depuis plus de 50 ans sur une grande moitié Nord du pays. L'enneigement a été excédentaire dans les Alpes en haute montagne mais plutôt déficitaire en moyenne montagne en raison de la douceur remarquable de cet hiver.

En conséquence, l'hydraulicité en France a souvent été excédentaire, à l'exception des mois de janvier et d'avril. Sur les 6 premiers mois de l'année, l'hydraulicité agrégée en France affiche ainsi un léger excédent de 4 %, avec toutefois des contrastes régionaux entre les Alpes (excédentaire), les Pyrénées (voisine de la normale) et le Massif Central (déficitaire).

Le premier semestre 2019 avait été particulièrement sec en France avec une hydraulicité déficitaire sur tous les mois du premier semestre à l'exception du mois de juin.

→ Hydraulicité en France en 2019 et au premier semestre 2020



3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS (1) (2)

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 13 mars 2020, du Document d'enregistrement universel 2019 (voir sections 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2019 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

3.1 Événements majeurs

3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

EDF Renouvelables (3)

- EDF Renouvelables, Enbridge et wdp lancent la construction du parc éolien en mer de Fécamp (cf. CP d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020).
- Les groupes EDF et CEI (China Energy Investment Corporation) sont partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer de Chine (cf. CP d'EDF Renouvelables du 2 juin 2020).
- Le consortium EDF – Jinko Power remporte le plus puissant projet solaire au monde à Abu Dhabi (cf. CP d'EDF Renouvelables du 27 juillet 2020).
- EDF Renouvelables signe un contrat pour un projet solaire avec stockage de 200 MW dans le Nevada (cf. CP d'EDF Renouvelables du 29 juillet 2020).

3.1.2 Filière nucléaire

- Le projet HPC franchit un jalon majeur avec l'achèvement dans les délais du radier du 2^{ème} réacteur (cf. CP d'EDF Energy du 1 juin 2020).
- EDF Energy a déposé la demande d'autorisation d'aménagement (DCO)⁽⁴⁾ pour le projet Sizewell C au Royaume-Uni (cf. CP d'EDF Energy du 27 mai 2020).
- EDF revoit à la hausse son estimation de production d'électricité d'origine nucléaire pour 2020 à environ 315-325 TWh (contre 300 TWh estimés le 16 avril 2020) et estime entre 330 et 360 TWh chaque année celle de 2021 et 2022 (cf. CP du 2 juillet 2020 et du 16 avril 2020).

(1) La liste exhaustive des communiqués de presse du Groupe est disponible sur le site internet : www.edf.fr

(2) Les litiges ayant fait l'objet d'une évolution significative depuis le dépôt du Document d'enregistrement universel sont mentionnés en section 9 du présent rapport.

(3) La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Renouvelables est disponible sur le site internet : www.edf-renouvelables.com

(4) Development Consent Order

3.2 Plan de cession d'actifs

Il n'y a pas eu de cession d'actifs au 1er semestre 2020.

3.3 Structure financière

Il n'y a pas eu d'opération de structure financière sur le premier semestre 2020.

3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 3.4.1 « Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) » ;
- note 3.4.2 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV - tarifs bleus) » ;
- note 3.4.3 « Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) » ;
- note 3.4.4 « Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 3.4.5 « Mécanisme de capacité » ;
- note 3.4.6 « Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) » ;
- note 3.4.7 « ARENH ».

3.5 Évolutions de la composition du Conseil d'administration d'EDF

L'Assemblée générale des actionnaires réunie le 7 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat d'administratrice de Claire Pedini, pour une durée de 3 années prenant fin à l'issue de l'Assemblée qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Cette durée de 3 ans a été fixée par dérogation à la durée statutaire de 4 ans du mandat des administrateurs, afin de maintenir le renouvellement échelonné du Conseil d'administration mis en œuvre depuis 2019.

L'Assemblée générale a par ailleurs ratifié les cooptations décidées par le Conseil le 28 juin et le 18 décembre 2019 respectivement, de François Delattre, en remplacement de Maurice Gourdault-Montagne, pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020, et de Véronique Bédague-Hamilius, en remplacement d'Anne Rigail dont la démission a pris effet le 16 décembre 2019, pour la durée du mandat restant à courir de cette dernière, soit jusqu'à l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Véronique Bédague-Hamilius et François Delattre ont été nommés sur proposition de l'Etat, en application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014. Véronique Bédague-Hamilius est membre du Comité de responsabilité d'entreprise et François Delattre membre du Comité de la stratégie du Conseil d'administration.

Claire Pedini, administratrice indépendante, est Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Conseil d'administration d'EDF comprend, à la date du présent rapport, cinq administrateurs indépendants, soit une proportion d'indépendants de 41,67 % (hors administrateurs représentant les salariés), et huit femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 50 % par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage (hors administrateurs représentant les salariés) et de 44,44 % sur l'ensemble du Conseil.

3.6 Autres événements marquants

- Crise sanitaire Covid-19 :

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont entraîné une baisse de la demande d'électricité et ont eu des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers et les services. Ainsi le Groupe a retiré l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2020, y compris le seuil bas de la fourchette d'EBITDA de 17,5 milliards d'euros, ainsi que pour 2021 (cf. CP du 14 avril 2020). Les nouvelles perspectives financières du Groupe figurent au chapitre 11. Les impacts estimés sur l'EBE du Groupe s'élèvent à - 1 010 millions d'euros à fin juin 2020. Les impacts opérationnels notamment sur la production nucléaire en France, les mesures de soutien aux clients et fournisseurs prises par EDF ainsi que l'estimation des impacts financiers de la crise sanitaire sont décrits dans la note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020.

- Point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire (cf. CP du 23 mars 2020).
- Le Groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire (cf. CP du 2 avril 2020).
- Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients (cf. CP du 16 avril 2020).
- EDF enrichit son offre de services pour faciliter la reprise d'activités d'entreprises avec le Pack Redémarrage (cf. CP du 8 juin 2020).
- Conformément à ce qui a été proposé par le Conseil d'administration, pour répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise que demande le contexte de crise actuel, l'assemblée générale a décidé qu'aucun dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 autre que l'acompte sur dividende 2019 d'un montant de 0,15 euros ne serait versé et a également décidé de ne pas appliquer de majoration au titre de l'acompte sur dividende 2019 (cf. CP du 7 mai 2020).
- L'assemblée générale du 7 mai 2020 a adopté une raison d'être intégrée dans les statuts : « Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

Ont été adoptés un objectif de neutralité carbone en 2050 ainsi que le rehaussement de l'objectif de réduction des émissions directes du Groupe pour 2030 porté de 40 à 50 % par rapport à 2017. Un objectif de sortie de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030 toutes zones géographiques confondues a également été adopté (cf. CP du 14 mai 2020).

- Évolutions au sein du Comité Exécutif du groupe EDF :
 - Béatrice Buffon est nommée Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale (cf. CP du 4 février 2020)
 - Alain Tranzer est nommé au poste de Délégué général à la qualité industrielle et aux compétences nucléaires (cf. CP du 14 février 2020)

4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2019 ET 2020

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2019 et 2020 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	34 710	36 484
Achats de combustible et d'énergie	(16 550)	(17 951)
Autres consommations externes ⁽²⁾	(3 469)	(3 658)
Charges de personnel	(7 020)	(6 965)
Impôts et taxes	(2 813)	(2 810)
Autres produits et charges opérationnels	3 338	3 260
Excédent brut d'exploitation	8 196	8 360
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(323)	350
Dotations aux amortissements ⁽³⁾	(5 358)	(4 839)
(Pertes de valeur)/reprises	(738)	(45)
Autres produits et charges d'exploitation	(153)	(149)
Résultat d'exploitation	1 624	3 677
Résultat financier	(2 302)	(131)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	(678)	3 546
Impôts sur les résultats	42	(1 017)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	352
Résultat net des activités en cours de cession	(161)	(417)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	(786)	2 464
Dont résultat net - part du Groupe	(701)	2 498
Résultat net des activités poursuivies	(544)	2 905
Résultat net des activités en cours de cession	(157)	(407)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(85)	(34)
Activités poursuivies	(81)	(24)
Activités en cours de cession	(4)	(10)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)		
Résultat par action	(0,32)	0,72
Résultat dilué par action	(0,32)	0,72
Résultat par action des activités poursuivies	(0,27)	0,85
Résultat dilué par action des activités poursuivies	(0,27)	0,85

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

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

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

4.1 Chiffre d'affaires

4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	34 710	36 484	(1 774)	- 4,9	- 4,9

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 34 710 millions d'euros au premier semestre 2020 en baisse de 1 774 millions d'euros (- 4,9 %). Hors effets de change (- 46 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 55 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de - 4,9 %. L'impact de la crise sanitaire sur le chiffre d'affaires du Groupe est estimé à environ - 1 299 millions d'euros.

4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

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

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation ⁽²⁾	14 449	14 299	150	1,0	1,0
France - Activités régulées ⁽³⁾	8 139	8 307	(168)	- 2,0	- 2,0
EDF Renouvelables	770	776	(6)	- 0,8	+ 5,0
Dalkia	1 988	2 152	(164)	- 7,6	- 14,3
Framatome	1 490	1 537	(47)	- 3,1	- 4,6
Royaume-Uni	4 595	4 536	59	1,3	3,6
Italie	2 909	4 044	(1 135)	- 28,1	- 29,2
Autre international	1 244	1 365	(121)	- 8,9	- 5,3
Autres métiers	1 200	1 670	(470)	- 28,1	- 27,1
Éliminations inter-segments	(2 074)	(2 202)	128	- 5,8	- 5,8
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	34 710	36 484	(1 174)	- 4,9	- 4,9

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

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

(3) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis ⁽¹⁾, 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).

4.1.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2020 du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 14 449 millions d'euros, en hausse organique de 1,0 % par rapport au premier semestre 2019.

Les effets défavorables sur les ventes énergie (- 120 millions d'euros) en lien avec la baisse de production nucléaire du fait de la crise Covid, des prolongations d'arrêts et de la baisse de la demande, liée notamment aux effets climatiques, sont compensés par la hausse de la part hors énergie des ventes aval (+ 302 millions d'euros) du fait des hausses en juin 2019 et février 2020 des tarifs réglementés de vente⁽²⁾, des ventes de certificats d'économies d'énergie et de certificats de capacités.

Les ventes de capacité aux enchères ont un effet positif de + 50 millions d'euros. La revente des obligations d'achat a un impact négatif d'environ - 160 millions d'euros en raison principalement de la baisse des prix de marché court terme (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

L'impact de la crise Covid est estimé à - 417 millions d'euros.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 174 TWh à fin juin 2020, en baisse de 29,7 TWh par rapport à fin juin 2019. Cette baisse de la production

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

(2) Evolution tarifaire de +7,7 % HT au 1^{er} juin 2019 et de +3,0 % HT au 1^{er} février 2020 (incluant la moitié du rattrapage tarifaire).

s'explique notamment par une moindre disponibilité du parc en 2020 par rapport à 2019 en lien avec les baisses de consommation et les prolongations d'arrêts en partie causées par la crise sanitaire.

La production hydraulique s'élève à 26 TWh ⁽¹⁾, en hausse de 29,4 % (+ 5,9 TWh) par rapport à 2019. Cette hausse s'explique par une hydraulicité globalement déficitaire en 2019 (voir en section 2 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques ont été sollicitées à un niveau légèrement inférieur à celui de 2019. Leur production, en baisse de - 0,7 TWh, a atteint 3,5 TWh.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 18,5 TWh dont 5,7 TWh d'effets climatiques.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 38,4 TWh (y compris obligation d'achat).

La quasi-stabilité des ventes nettes s'explique notamment par la hausse de la production hydraulique et des obligations d'achats qui compensent la baisse de la production nucléaire et de la demande aval.

4.1.2.2 France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 8 139 millions d'euros en baisse organique de 2,0 % par rapport au premier semestre 2019.

Cette diminution du chiffre d'affaires est essentiellement expliquée chez Enedis par de moindres volumes acheminés du fait du climat défavorable et estimée à environ - 233 millions d'euros (correspondant à - 7,3 TWh). L'impact de crise sanitaire (représentant - 5,5 TWh) est évalué à environ - 254 millions d'euros. Il comprend l'effet de la crise sur les travaux, et en particulier les travaux de raccordements dont l'effet défavorable sur le chiffre d'affaires est estimé à environ - 110 millions d'euros. Ces effets sont partiellement compensés par l'indexation du TURPE au 1^{er} août 2019.

4.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 770 millions d'euros, en croissance organique de + 5,0 % par rapport au premier semestre 2019. Les effets de la crise Covid sont non significatifs.

Le chiffre d'affaires de la production affiche au premier semestre une croissance organique de + 4,4 % grâce, d'une part, à des volumes produits en hausse organique (+ 7,4 %) du fait des mises en service au second semestre 2019 et d'autre part, à des conditions de vent et d'ensoleillement globalement plus favorables. Par ailleurs, les activités d'exploitation et maintenance en Amérique du Nord enregistrent une croissance de leur chiffre d'affaires dans la continuité de 2019.

4.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 1 988 millions d'euros à fin juin 2020, en baisse organique de 14,3 % par rapport au premier semestre 2019.

Cette évolution s'explique par l'impact de la crise sanitaire, estimé à - 129 millions d'euros, sur le volume d'activités de Dalkia (travaux à l'arrêt, services aux industries et aux bâtiments fortement réduits) et par la baisse importante du prix du gaz par rapport à 2019 sans répercussion sur l'EBE. La croissance de l'activité se poursuit malgré les effets exceptionnels de la crise sanitaire, notamment en France avec la signature ou le renouvellement de nombreux contrats, comme par exemple le nouveau contrat de performance énergétique de 5 ans avec le CROUS de Lyon ou le renouvellement du contrat d'exploitation avec objectifs de performance énergétique des bâtiments de l'agglomération de Montluçon pour 8 ans. Les activités de réseaux de chaleur, de services énergétiques et de froid industriel ont démontré leur résilience pendant la crise sanitaire pour soutenir la continuité de services essentiels (hôpitaux, froid alimentaire, industries, data-center,...).

4.1.2.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 1 490 millions d'euros au premier semestre 2020, en baisse organique de 4,6 % par rapport au premier semestre 2019. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. L'impact de la crise Covid est estimé à - 38 millions d'euros.

La Business Unit « Base Installée » est la plus affectée par la crise sanitaire. Certains projets ont été retardés (notamment le remplacement du générateur de vapeur de Gravelines 6). Le chiffre de la Business Unit « Combustible » a été négativement affecté par les difficultés de production MOX par Orano (sans effet sur l'EBE).

4.1.2.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève 4 595 millions d'euros au premier semestre 2020, en hausse de 59 millions d'euros par rapport à 2019. Hors effet périmètre² (- 105 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 3,6% par rapport à 2019.

La hausse du chiffre d'affaires s'explique principalement par la hausse des prix réalisés de vente de la production nucléaire, la hausse des revenus de capacité alors que le mécanisme était encore suspendu au premier semestre 2019 et, dans une moindre mesure, par la hausse du nombre de clients résidentiels (acquisition de portefeuilles). Ces effets sont partiellement compensés par la baisse des volumes vendus sur les marchés de gros en raison d'une diminution de la production nucléaire et par la baisse des consommations B2B du fait de la crise sanitaire. L'impact de la crise Covid est estimé à - 293 millions d'euros.

4.1.2.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'établit à 2 909 millions d'euros, en baisse organique de 29,2 % par rapport au premier semestre de 2019.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en diminution principalement suite à la baisse des prix avec un effet cependant limité sur la marge. L'impact de la crise sanitaire sur les volumes vendus aux clients professionnels (environ - 29 millions d'euros), l'hiver doux (environ - 42 millions d'euros) et la réduction des ventes de gaz pour la production thermoélectrique contribuent aussi à ce recul.

(1) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 22,7 TWh en 2020 (17,1 TWh en 2019)

(2) Déconsolidation d'Imtech à partir du 1er janvier 2020 (et consolidation chez Dalkia de 50% d'Imtech) et consolidation de PodPoint suite à son acquisition au premier semestre 2020.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est en réduction notamment en raison de la baisse des prix de l'électricité. La crise sanitaire a également induit une baisse des volumes vendus aux clients professionnels (environ - 35 millions d'euros).

4.1.2.8 Autre international

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 1 244 millions d'euros au premier semestre 2020, en baisse organique de 72 millions d'euros (- 5,3 %) par rapport au premier semestre 2019. L'impact de la crise sanitaire est estimé à - 49 millions d'euros.

En Belgique ⁽¹⁾, le chiffre d'affaires s'élève à 891 millions d'euros, en baisse organique de - 8,6 % par rapport à 2019. Cette évolution tient compte d'une baisse des prix de l'électricité et du gaz, d'une baisse de la consommation liée au climat très doux, d'une forte intensité concurrentielle et d'une baisse des activités de service. Concernant la production, les capacités éoliennes en Belgique sont en croissance pour atteindre 521 MW en brut, soit + 16 % par rapport à fin juin 2019.

Au Brésil, le chiffre d'affaires s'élève à 238 millions d'euros, en hausse organique de + 3,5 % par rapport à 2019. Cette augmentation reflète, d'une part, l'évolution (sans impact sur l'EBE) de la taxe ICMS ⁽²⁾ et d'autre part, l'effet positif de la révision annuelle du tarif du contrat de vente d'électricité d'EDF Norte Fluminense. La variation faciale négative (- 16,2%) s'explique par la dépréciation du BRL face à l'EUR.

4.1.2.9 Autres métiers

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

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 1 200 millions d'euros au premier semestre 2020, en baisse organique de 453 millions d'euros (- 27,1 %) par rapport au premier semestre 2019.

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading, qui s'élève à 545 millions d'euros, est en baisse organique de - 11 % par rapport au premier semestre record de 2019. Dans un contexte d'incertitudes liées à la crise, la performance des activités de trading reste soutenue, avec une moindre contribution des activités gazières. Les positions favorables dans un contexte de forte volatilité et de baisse de la demande liée à la crise ont contribué au bon résultat du 1er trimestre. L'augmentation des activités de couverture et les opportunités saisies sur les marchés du GNL et du GPL ont soutenu la performance du 2eme trimestre. La crise sanitaire affecte la marge de trading à hauteur de -31 millions d'euros principalement du fait de l'augmentation des provisions pour risque de contrepartie.

Le chiffre d'affaires des activités gazières s'élève à 439 millions d'euros, en diminution organique de 374 millions d'euros (- 45,3 %) impacté par la forte baisse des prix de gros et par une légère diminution de l'utilisation des capacités du Groupe.

4.2 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	34 710	36 484	(1 774)	- 4,9	- 4,9
Achats de combustible et d'énergie	(16 550)	(17 951)	1 401	- 7,8	- 7,7
Autres consommations externes	(3 469)	(3 658)	189	- 5,2	- 6,6
Charges de personnel	(7 020)	(6 965)	(55)	0,8	0,4
Impôts et taxes	(2 813)	(2 810)	(3)	0,1	0,8
Autres produits et charges opérationnels	3 338	3 260	78	2,4	2,2
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	8 196	8 360	(164)	- 2,0	- 1,6

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** s'élève à 8 196 millions d'euros au premier semestre 2020, en légère baisse par rapport au premier semestre 2019. Malgré une production nucléaire en recul en France, il bénéficie de meilleures conditions de prix au Royaume-Uni et en France ainsi que de meilleures conditions hydrologiques. La crise sanitaire affecte l'EBE du Groupe pour un montant estimé à - 1 010 millions d'euros à fin juin 2020 en raison principalement d'une moindre production nucléaire, de la baisse de la demande qui affecte les activités de distribution et de fourniture d'électricité ainsi que du ralentissement ou du report des chantiers et des activités de travaux et de services auprès des clients.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 16 550 millions d'euros au premier semestre 2020, en baisse de 1 401 millions d'euros par rapport au premier semestre 2019 (- 7,8 %). La baisse organique est de 1 384 millions d'euros (- 7,7 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 6 680 millions d'euros, en hausse organique de + 7,3 % par rapport au premier semestre 2019, principalement du fait de la hausse des achats pour compenser les baisses de production nucléaire et de l'augmentation des obligations d'achats sur l'éolien et le photovoltaïque.
- Au **Royaume-Uni**, la baisse organique constatée pour 158 millions d'euros (- 4,9 %) est principalement liée à la baisse des prix de l'énergie et à la moindre consommation de combustible nucléaire en raison de la baisse de la production.

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

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

- En **Italie**, la baisse organique de 1 164 millions d'euros (- 35,6 %), est essentiellement liée à la baisse du prix du gaz et des volumes de gaz (sur le marché de gros).

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 3 469 millions d'euros, en baisse organique de 242 millions d'euros (- 6,6 %) par rapport au premier semestre 2019.

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes s'élèvent à 823 millions d'euros. La baisse organique de 85 millions d'euros (- 9,4 %) est majoritairement liée aux impacts de la crise sanitaire avec le décalage du début des arrêts de tranches nucléaires, la diminution des dépenses de formation, de déplacements et de petite logistique, les reports de chantiers dans les activités hydrauliques et la baisse des activités de services à l'aval.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 696 millions d'euros, en diminution de 42 millions par rapport au premier semestre 2019.
- EDF Renouvelables** enregistre une baisse organique de 16 millions d'euros (- 5,9 %) principalement localisée en France et aux USA sur les activités liées aux énergies renouvelables.
- Dalkia** enregistre une baisse organique des autres consommations externes de 55 millions d'euros (- 8,5 %) qui reflète la baisse des activités de services et de travaux sous-traités.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 7 020 millions d'euros, en hausse de 55 millions d'euros par rapport au premier semestre 2019 et en hausse organique de 25 millions d'euros (+ 0,4 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 3 019 millions d'euros en légère diminution de 5 millions d'euros (- 0,2 %), l'impact de l'accord de relance d'activité étant compensé par une baisse des effectifs.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 1 633 millions d'euros et sont en légère hausse par rapport à 2019, essentiellement liée à des augmentations de rémunération et en particulier aux effets de l'accord de relance de l'activité.
- EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique des charges de personnel de 14 millions d'euros qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs en lien avec la croissance des activités de développement et construction.
- Dalkia** enregistre une stabilité des charges de personnel à périmètre et change comparables. Le recul des charges de personnel du fait de la baisse d'activité suite à la crise sanitaire et du recours au chômage partiel en France et au Royaume-Uni compense l'effet de l'augmentation des effectifs au second semestre 2019 pour accompagner la croissance.
- Les charges de personnel de **Framatome** diminuent de 2 millions d'euros en organique et intègrent l'effet du recours au chômage partiel.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 2 813 millions d'euros au premier semestre 2020, stables par rapport au premier semestre 2019. Ils augmentent de 22 millions d'euros en organique (+ 0,8 %).

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 338 millions d'euros au premier semestre 2020 en hausse organique de 73 millions d'euros (2,2 %) par rapport au premier semestre 2019.

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse du produit net pour 143 millions d'euros est notamment liée à la baisse du coût d'obligation des CEE.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse organique du produit net pour 83 millions d'euros est principalement expliquée par la CSPE en lien avec l'effet de la crise sanitaire.
- EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 13 millions d'euros provenant principalement d'un effet plus important de l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés sur le premier semestre 2020 par rapport au premier semestre 2019.

4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	3 894	3 971	(77)	- 1,9	- 1,9
France - Activités régulées	2 460	2 578	(118)	- 4,6	- 4,6
EDF Renouvelables	418	405	13	+ 3,2	+ 14,1
Dalkia	165	195	(30)	- 15,4	- 14,9
Framatome	98	74	24	32,4	28,4
Royaume-Uni	438	128	310	242,2	x 3,5
Italie	380	342	38	11,1	- 0,3
Autre international	208	166	42	25,3	31,9
Autres métiers	135	501	(366)	- 73,1	- 70,5
EBE GROUPE	8 196	8 360	(164)	- 2,0	- 1,6

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

4.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

L'EBE du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 3 894 millions d'euros, en baisse organique de 76 millions d'euros (- 1,9%) par rapport au premier semestre 2019.

Au global, la crise sanitaire affecte l'EBE pour un montant estimé à - 482 millions d'euros en lien avec la moindre disponibilité nucléaire (environ - 13 TWh), la baisse de la consommation et l'estimation de l'augmentation des créances clients irrécouvrables.

La baisse de production nucléaire (environ - 17 TWh hors effet de la crise sanitaire) partiellement compensée par la hausse de la production hydraulique (+ 5,6 TWh après déduction de pompage) a un effet défavorable estimé à - 494 millions d'euros.

Cette évolution est partiellement compensée par des effets prix énergie positifs pour un montant estimé à 709 millions d'euros du fait des hausses tarifaires de juin 2019 et de février 2020 (cette dernière intégrant la moitié du rattrapage du décalage tarifaire du premier semestre 2019) et des conditions favorables sur le marché spot.

Sur le marché aval, l'érosion des parts de marché est plus que compensée par l'évolution positive des prix de la capacité et par une moindre charge de la composante CEE pour un montant global favorable estimé à + 302 millions d'euros.

Les charges opérationnelles⁽¹⁾ ont diminué de 84 millions d'euros, soit - 2,2 %, principalement en lien avec la baisse des effectifs et l'optimisation du parc immobilier.

Par ailleurs, divers autres éléments pèsent sur l'EBE à hauteur de - 196 millions d'euros.

4.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 2 460 millions d'euros, en baisse organique de 4,6 % par rapport au premier semestre 2019.

La baisse des volumes distribués et des prestations de raccordement au réseau reflète l'impact de la crise sanitaire sur l'activité. Celui-ci est estimé au total à - 212 millions d'euros à fin juin 2020.

Le climat a eu un effet défavorable estimé à - 152 millions d'euros.

L'évolution des prix a un effet positif de + 223 millions d'euros en lien principalement avec l'évolution des indexations du TURPE 5⁽²⁾ distribution et transport intervenues au 1er août 2019.

4.2.2.3 EDF Renouvelables

L'EBE d'**EDF Renouvelables** s'élève à 418 millions d'euros, en hausse organique de 14,1 % par rapport au premier semestre 2019.

Les effets de la crise sanitaire sont non significatifs pour les activités d'EDF Renouvelables.

Cette forte progression est liée d'une part à la croissance de l'EBE de la production (471 millions d'euros, soit + 6,9 % en organique) tirée par des volumes produits représentant 7,9 TWh (+ 7,4 %), et d'autre part aux opérations de Développement-Vente d'Actifs Structurés toujours soutenues au premier semestre 2020, principalement aux États-Unis.

Le portefeuille brut de projets en construction s'élève à 5,9 GW dont 3,1 GW en éolien terrestre, 1,6 GW en éolien en mer et 1,0 GW en solaire.

4.2.2.4 Dalkia

L'EBE de **Dalkia** atteint 165 millions d'euros, en baisse organique de 14,9 % par rapport au premier semestre 2019.

L'évolution de l'EBE reflète l'impact de la crise sanitaire sur les volumes de ventes d'énergie et de services, en lien avec la fermeture de nombreux sites clients et le report de chantiers (montant estimé à - 39 millions d'euros).

Pour autant il convient de noter la résilience des activités de réseaux de chaleur et de services énergétiques puisque Dalkia est resté mobilisé aux côtés de ses clients, notamment pour soutenir la continuité des services essentiels tels que dans le secteur hospitalier.

4.2.2.5 Framatome

L'EBE de **Framatome** s'élève à 211 millions d'euros, soit une hausse organique de 0,9 % (y compris la marge réalisée avec les entités du groupe EDF). La contribution de Framatome à l'EBE du Groupe s'élève à 98 millions d'euros, en hausse organique de 28,4 % par rapport au premier semestre 2019.

La crise sanitaire impacte les activités de la « Base Installée », les activités « Combustible » et les activités « Projets et Fabrication de composants » pour un montant total estimé à - 37 millions d'euros. Ces effets sont partiellement compensés par une baisse des frais généraux induite par la crise sanitaire.

La croissance de l'EBE reflète principalement un meilleur mix produits et un effet calendrier défavorable au premier semestre 2019 sur l'activité « Combustible ». L'EBE bénéficie aussi de la poursuite du plan de réduction des coûts opérationnels.

4.2.2.6 Royaume-Uni

L'EBE du **Royaume-Uni** est en hausse et s'élève à 438 millions d'euros au premier semestre 2020, soit x 3,5 en variation organique.

La crise sanitaire a un impact négatif global sur l'EBE de - 128 millions d'euros principalement en lien avec la baisse des consommations (- 12 %) sur le portefeuille des clients industriels et professionnels.

L'évolution positive de l'EBE s'explique par la hausse des prix réalisés du nucléaire et par le rétablissement du marché de capacité. Ces éléments favorables sont partiellement impactés par une production nucléaire en baisse de 1,8 TWh du fait d'opérations de maintenance et d'arrêts réglementaires (la production est toujours pénalisée par les arrêts d'Hunterston B et Dungeness B). Par ailleurs, depuis le 7 mai, l'une des deux turbines de Sizewell B est à l'arrêt à la demande de l'opérateur du réseau britannique *National Grid* en lien avec la

(1) 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, des services d'ingénierie nucléaire de Framatome et de projets spécifiques tels que Jaitapur.

(2) Indexation du TURPE 5 distribution de + 3,04 % et du TURPE 5 transport de + 2,16 % au 1er août 2019.

crise sanitaire. EDF recevra une indemnisation pour compenser les pertes relatives à la moindre production de la centrale.

Dans un contexte de forte intensité concurrentielle, le portefeuille de clients résidentiels est globalement stable et les marges sont en augmentation grâce à un meilleur mix clients.

4.2.2.7 Italie

L'EBE de l'Italie est globalement stable et s'élève à 380 millions d'euros.

Au global, la crise sanitaire affecte l'EBE de l'Italie pour un montant estimé à - 47 millions d'euros.

La contribution des activités de commercialisation est en baisse par rapport au premier semestre 2019 du fait de l'impact de la crise sanitaire sur les volumes gaz et électricité, notamment sur le segment des clients industriels (estimé à - 40 millions d'euros).

Dans les activités de services, les résultats sont en retrait pour les clients industriels du fait de la crise sanitaire (estimé à - 7 millions d'euros).

Dans les activités électricité, l'EBE est en recul du fait de la moindre disponibilité du parc CCGT (cycle combiné gaz) qui est partiellement compensée par la bonne performance des services systèmes.

Dans les activités gaz, l'EBE bénéficie d'une meilleure optimisation des contrats d'approvisionnement gaz à moyen et long terme.

4.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 208 millions d'euros au premier semestre 2020, en hausse organique de 53 millions d'euros (+ 31,9 %) par rapport au premier semestre 2019.

En **Belgique**⁽¹⁾, l'EBE est en croissance organique (+ 34,0 %). La crise sanitaire a un impact défavorable sur l'EBE estimé à - 29 millions d'euros en lien avec la baisse de la consommation, des reventes sur les marchés dans des conditions de prix dégradées, la baisse des activités de services et des risques de recouvrement sur les créances commerciales. Pour autant, le premier semestre bénéficie d'une bonne performance de la production des parcs éoliens qui est en forte augmentation et s'élève à 642 GWh (+ 47 %) grâce à des conditions de vent favorables et au développement de la capacité installée. La capacité éolienne nette installée est en augmentation pour atteindre 485 MW⁽²⁾ (soit + 10,7 % par rapport à fin juin 2019). La croissance est aussi portée par une meilleure production du parc nucléaire et des conditions de prix plus favorables qu'en 2019.

Au **Brésil**, l'EBE est en augmentation organique (+ 3,1 %) principalement en lien avec la réévaluation en novembre 2019 de + 5 % du prix du Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense. Cet effet favorable est presque entièrement compensé par une hausse du prix du combustible liée à la dépréciation du Réal Brésilien face au Dollar. L'effet de la crise sanitaire au Brésil est non significatif.

4.2.2.9 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 135 millions d'euros, en baisse organique 70,5 % par rapport au premier semestre 2019.

Au global, la crise sanitaire affecte l'EBE pour un montant estimé à - 36 millions d'euros.

L'**activité gazière** est affectée par une provision pour contrats onéreux enregistrée en raison principalement de la révision à la baisse des spreads Europe-Etats-Unis à moyen et long terme.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 391 millions d'euros, en baisse organique de - 15,3 % par rapport à un premier semestre 2019 exceptionnel. La crise sanitaire Covid affecte la marge de trading à hauteur de - 31 millions d'euros à fin juin du fait principalement de l'augmentation des provisions pour risque de contrepartie. Dans un contexte d'incertitudes liées à la crise, la performance des activités de trading reste soutenue générant un bon résultat au premier semestre.

4.3 Résultat d'exploitation

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
EBE	8 196	8 360	(164)	- 2,0
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(323)	350	(673)	n.a.
Dotations aux amortissements	(5 358)	(4 839)	(519)	10,7
(Pertes de valeur)/reprises	(738)	(45)	(693)	n.a.
Autres produits et charges d'exploitation	(153)	(149)	(4)	2,7
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	1 624	3 677	(2 053)	- 55,8

n.a. : non applicable

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 1 624 millions d'euros au premier semestre 2020, en baisse de 2 053 millions d'euros par rapport au premier semestre 2019 (- 55,8 %). Cette évolution est due à la diminution de l'EBE conjuguée aux impacts défavorables des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*, des

(1) Luminus et EDF Belgium

(2) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 521 MW à fin juin 2020 vs 450 MW à fin juin 2019.

dotations aux amortissements ainsi qu'à l'enregistrement de pertes de valeur.
L'impact de la crise sanitaire est estimé à - 1 010 millions d'euros.

4.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading passent de 350 millions d'euros au premier semestre 2019 à - 323 millions d'euros au premier semestre 2020. La variation est principalement attribuée au secteur « Autres métiers » en lien avec les positions sur le gaz chez Edison et une forte volatilité des prix observés sur le marché des autres commodités, en particulier l'électricité en 2020 (effet majoritairement prix et non volume).

4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 519 millions d'euros par rapport au premier semestre 2019.

Le segment **France - Activités de production et commercialisation** enregistre une hausse des dotations aux amortissements de 393 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par un effet volume lié aux mises en service sur le parc nucléaire et dans une moindre mesure par des amortissements accélérés sur le parc charbon à compter du 1^{er} juin 2019.

Le segment **France – Activités régulées** enregistre une hausse des dotations aux amortissements de 33 millions d'euros, principalement du fait des investissements de raccordement et de renforcement des réseaux. Cette variation inclut une baisse de 33 millions au titre des provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

4.3.3 Pertes de valeur/reprises

Au 30 juin 2020, le Groupe a comptabilisé 738 millions d'euros de pertes de valeur, contre 45 millions d'euros au 30 juin 2019 essentiellement portées par des impairments sur le nucléaire au Royaume-Uni en raison de l'évolution des courbes de prix et des volumes de production (cf. note 10 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

4.3.4 Autres produits et charges d'exploitation

Au 30 juin 2020, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 153 millions d'euros, stables par rapport au premier semestre 2019. La variation de - 94 millions d'euros sur le segment **France - Activités de production et commercialisation** s'explique principalement par la comptabilisation des travaux sur les soudures des traversées de Flamanville 3 en 2020 ⁽¹⁾.

4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(868)	(925)	57	- 6,2
Effet de l'actualisation	(1 172)	(1 801)	629	- 34,9
Autres produits et charges financiers	(262)	2 595	(2 857)	n.a.
RÉSULTAT FINANCIER	(2 302)	(131)	(2 171)	n.a.

n.a : non applicable

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

Le résultat financier représente une charge de 2 302 millions d'euros au premier semestre 2020, en baisse de 2 171 millions d'euros par rapport au premier semestre 2019. Cette évolution s'explique par :

- La diminution des autres produits et charges financiers de 2 857 millions d'euros principalement en raison de la variation de juste valeur du portefeuille des actifs dédiés liée à la performance des marchés actions et obligations pendant la crise sanitaire (- 2 631 millions d'euros) compensée partiellement par :
- une baisse de coût de l'endettement financier brut, principalement en raison d'effets favorables de change nets de couverture. Les charges relatives aux émissions de 2019 sont globalement compensées par l'effet favorable du remboursement des dettes ;
- une baisse de l'effet de l'actualisation de 629 millions d'euros en raison principalement de la baisse de 10 bps du taux d'actualisation réel au 30 juin 2019 sans équivalent au 30 juin 2020. Le taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établit à 3,6% au 30 juin 2020, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,3% (respectivement 3,7% et 1,4% au 31 décembre 2019 ; 3,8% et 1,5% au 30 juin 2019 ; 3,9% et 1,5% au 31 décembre 2018).

4.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les sociétés au premier semestre 2020 s'élève à + 42 millions d'euros (correspondant à un taux effectif d'impôt de 6,2 %) contre une charge de - 1 017 millions d'euros au premier semestre 2019 (correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,7 %). La

(1) En application de la norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022. Pour 2020, l'impact sur le résultat net part du Groupe est estimé, toutes choses égales par ailleurs, à - 0,4 milliard d'euros, sans affecter le résultat net courant.

diminution de la charge d'impôt de 1 059 millions d'euros en 2020 est essentiellement liée à la diminution du résultat avant impôt de - 4 224 millions d'euros, générant un produit d'impôt supplémentaire de 1 353 millions d'euros au taux de 32,02 % en France pour 2020, ainsi qu'à l'augmentation du taux d'impôt au UK de 17% à 19%, à partir de 2020, générant un effet négatif de - 122 millions d'euros en 2020.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de juste valeur IFRS 9 et l'augmentation du taux d'impôt au UK), le taux effectif d'impôt 2020 s'élève à 24,3%. En 2019, le taux effectif d'impôt s'élevait à 32,7% retraits des éléments non récurrents (principalement les variations de juste valeur IFRS 9 et la cession d'Alpiq).

4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 11 millions d'euros au premier semestre 2020, contre un produit de 352 millions d'euros au premier semestre 2019. La variation est portée principalement par les résultats de CENG, RTE (via CTE) et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables.

4.7 Résultat net des activités en cours de cession

Le résultat net des activités en cours de cession comprend, d'une part, les éléments du compte de résultat de l'activité E&P d'Edison hors Algérie et Norvège, pour les premiers semestres 2019 et 2020 et, d'autre part, les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisés pour ces deux périodes (cf. note 14 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

4.8 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à - 85 millions d'euros au premier semestre 2020, en baisse de 51 millions d'euros par rapport au premier semestre 2019.

4.9 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à - 701 millions d'euros au premier semestre 2020, en baisse de 3 199 millions d'euros par rapport au premier semestre 2019.

4.10 Résultat net courant

Le résultat net courant ⁽¹⁾ s'établit à 1 267 millions, en baisse de 9,6 % par rapport au premier semestre 2019.

Le Groupe ne distribuera pas d'acompte sur dividende en 2020. Il maintient son objectif de taux de distribution du résultat net courant⁽²⁾ entre 45 - 50 % pour les années 2020 à 2022, l'Etat s'étant engagé à opter pour un paiement en actions du dividende relatif aux exercices 2020 et 2021.

(1) Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts. Montant des éléments non récurrents, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts :

- 1 032 millions d'euros pour divers risques et dépréciations au premier semestre 2020 contre - 501 millions d'euros au premier semestre 2019 ;

- 249 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt au premier semestre 2020, contre + 287 millions d'euros au premier semestre 2019.

- 686 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres au premier semestre 2020 contre + 1 310 millions d'euros au premier semestre 2019.

(2) Taux de distribution du résultat net courant ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.

5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS

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 42 002 millions d'euros au 30 juin 2020. Il était de 41 133 millions d'euros au 31 décembre 2019.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	8 196	8 360	(164)	- 2,0
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(304)	(1 285)		
Excédent brut d'exploitation Cash	7 892	7 075		
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 364)	1 076		
Investissements nets ⁽²⁾ (hors cessions 2019-2020, Hinkley Point C et Linky)	(5 875)	(5 735)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(56)	89		
Cash-flow généré par les opérations ⁽³⁾	597	2 505	(1 908)	- 76,2
Cessions d'actifs	-	434		
Impôt sur le résultat payé	(368)	259		
Frais financiers nets décaissés	(660)	(608)		
Actifs dédiés	63	57		
Dividendes versés en numéraire	(408)	(445)		
Cash-flow avant Hinkley Point C et Linky	(776)	2 202		
Linky et Hinkley Point C	(1 113)	(1 155)		
Cash-flow Groupe ⁽⁴⁾	(1 889)	1 047		
Autres variations monétaires	(125)	(283)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(2 014)	764		
Effet de la variation de change	467	(52)		
Autres variations non monétaires	697	(4 718)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	(850)	(4 006)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession ⁽⁵⁾	(19)	20		
Endettement financier net ouverture	41 133	33 388		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	42 002	37 374		

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

(2) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions 2019-2020, Hinkley Point C et Linky.

(3) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions 2019-2020, Hinkley Point C et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(4) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations défini en note (3) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky.

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

5.1 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations s'établit à 597 millions d'euros en 2020 contre 2 505 millions d'euros en 2019, soit une baisse de 1 908 millions d'euros.

L'EBE (cf. note 4.2) ajusté des éléments non cash s'élève à 7 892 millions d'euros, en hausse de 817 millions d'euros par à 2019.

5.1.1 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de - 1 364 millions d'euros au premier semestre 2020.

Cette variation s'explique principalement par l'évolution défavorable du BFR de l'activité optimisation/trading (- 680 millions d'euros) principalement liée aux décaissements d'appels de marge et par le déficit de compensation de la CSPE (- 718 millions d'euros) en raison d'une production renouvelable significative en France dans un contexte de prix bas au premier semestre 2020.

Par rapport à juin 2019, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 2 440 millions d'euros) s'explique essentiellement par :

- une hausse des charges de CSPE de - 607 millions d'euros ;
- l'activité optimisation/trading pour - 826 millions d'euros ;
- une diminution des dettes fournisseurs Enedis plus importante sur le premier semestre 2020 pour - 372 millions d'euros ;
- l'effet défavorable pour - 245 millions d'euros des achats de certificats de capacité dont la livraison est prévue en 2021 et 2022.

5.1.2 Investissements nets (hors cessions 2019-2020, Hinkley Point C et Linky)

Les investissements nets s'élèvent à 5 875 millions d'euros au premier semestre 2020 contre 5 735 millions d'euros au premier semestre 2019, soit une augmentation de + 140 millions d'euros (2,4 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2020	1 ^{er} semestre 2019 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	2 812	2 974	(162)	- 5,4
France - Activités régulées	1 714	1 830	(116)	- 6,3
EDF Renouvelables	591	226	365	161,5
Dalkia	27	58	(31)	- 53,4
Framatome	83	82	1	1,2
Royaume-Uni	421	293	128	43,7
Italie	166	119	47	39,5
Autre international	30	130	(100)	- 76,9
Autres métiers	32	23	9	39,1
INVESTISSEMENTS NETS	5 875	5 735	140	2,4

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** baissent de 162 millions d'euros (- 5,4 %). Cette baisse provient essentiellement du décalage des investissements réalisés dans la maintenance nucléaire et du décalage des travaux sur Flamanville sur le second semestre 2020 et sur 2021 du fait de la crise sanitaire.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** baissent de 116 millions d'euros (- 6,3 %) principalement du fait de décalages de chantier en lien avec la crise sanitaire.

Les investissements nets du segment **Royaume-Uni** sont en hausse de 128 millions d'euros du fait notamment d'une prise de contrôle de l'entreprise britannique Pod Point spécialisée dans la charge pour véhicules électriques au Royaume-Uni.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** progressent de 365 millions d'euros du fait d'investissements plus importants aux Etats-Unis et de moindres subventions.

La diminution des investissements nets de - 100 millions d'euros du segment **Autre International** est principalement portée par la Belgique avec des participations de tiers dans l'éolien plus importantes que sur le premier semestre 2019.

5.2 Cash-flow avant Hinkley Point C et Linky

Le cash-flow avant Hinkley Point C et Linky s'établit à - 776 millions d'euros au 30 juin 2020 (contre 2 202 millions d'euros au 30 juin 2019).

5.2.1 Cessions d'actifs

Il n'y a pas eu de cession d'actif au premier semestre 2020.

5.2.2 Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 28 895 ⁽¹⁾ millions d'euros au 30 juin 2020.

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.

En 2020, les flux nets de 63 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

5.2.3 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire de 408 millions d'euros comprennent :

- les rémunérations versées en 2020 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (286 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (122 millions d'euros).

5.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'élève en 2020 à - 1 889 millions d'euros contre 1 047 millions d'euros en 2019.

5.4 Effet de la variation de change

L'effet de change a un impact favorable de 467 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe en 2020.

5.5 Autres variations non monétaires

L'évolution favorable de 697 millions d'euros est principalement liée à un effet taux sur les dettes couvertes par des instruments dérivés. En 2019, les autres variations non monétaires incluaient l'effet de la première application de la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 pour - 4 492 millions d'euros.

5.6 Ratios financiers

	30 juin 2020	31 décembre 2019 ⁽¹⁾	31 décembre 2018
Endettement financier net/EBE	2,54 ⁽²⁾	2,46	2,24
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽³⁾	44 %	42 %	39 %

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 (sauf EFN) ont été retraitées de l'impact lié au changement du périmètre de la cession de l'activité E&P (voir note 2.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020).

(2) Le ratio au 30 juin 2020 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2019 retraité et du premier semestre 2020.

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

6 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion telles qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Depuis 2002, une structure dédiée – le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) – est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre stratégique de gestion financière (juillet 2015). Rattachée à la Direction des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le Département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

6.1.1.1 Position de liquidité

Au 30 juin 2020, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'élèvent à 29 976 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 962 millions d'euros.

Sur l'année 2020, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe s'élèvent à 18 552 millions d'euros, dont 1 351 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 30 juin 2020, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

Durant la crise du Covid, aucune ligne de crédit n'a été tirée mais la position de liquidité à vue a été volontairement accrue par des cessions temporaires pour 6 mois d'une partie du portefeuille de trésorerie complétée par un prêt sur 12 mois conclu avec La Banque Postale pour un montant de 200 millions d'euros.

6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

EDF SA n'a pas réalisé d'émission obligataire au 1^{er} semestre 2020.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée en note 23.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés résumés de l'exercice clos le 30 juin 2020.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 30 juin 2020 s'établit à 12,7 ans contre 15,4 ans au 31 décembre 2019, celle d'EDF SA à 13,1 ans contre 15,9 ans au 31 décembre 2019.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP, 10 milliards de dollars américains pour les US CP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 30 juin 2020, EDF a reçu 6 536 millions d'euros en trésorerie au titre des mises en pension de titres obligataires.

Au 30 juin 2020, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 3 780 millions d'euros et de 1 190 millions de dollars US CP. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

Au 30 juin 2020, EDF SA dispose d'un montant global de 10 068 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en décembre 2024. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2020 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 068 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en juin 2024. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est nul. Au 30 juin, quatre lignes de crédit étaient intégralement tirées, pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 250 millions d'euros.

EDF Chile bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 95 millions d'euros (maturité décembre 2024). Au 30 juin 2020, celui-ci est tiré en intégralité.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 707 millions d'euros (480 millions d'euros disponibles), ainsi que d'une ligne de crédit pour un montant de 100 millions d'euros qui a été tirée pour 50 millions d'euros au 30 juin 2020.

6.1.2 Notation financière

Du fait des impacts attendus de la crise Covid, les agences de notation ont fait des annonces relatives à la notation d'EDF. Au 30 juin 2020, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective stable ⁽¹⁾	A-2
	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative ⁽²⁾	P-2
	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective négative ⁽³⁾	F2
EDF Trading	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective négative ⁽²⁾	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB+ assortie d'une perspective stable ⁽¹⁾	B
Edison	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective stable	A-3
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective positive	n. a.

n. a. = non applicable.

(1) le 22 juin 2020, S&P a dégradé les notes d'EDF SA et de sa filiale EDF Energy.

(2) le 24 avril 2020, Moody's a revu la perspective d'EDF SA et d'EDF Trading de stable à négative

(3) le 22 avril 2020, Fitch a revu la perspective d'EDF SA de stable à négative

6.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 50 % et 88 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 30 juin 2020 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 30 JUIN 2020, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

30 juin 2020 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	44 151	17 932	62 083	80 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 856	- 15 230	5 626	7 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 954	- 680	9 273	12%
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 895	- 2 022	874	1 %
TOTAL DES EMPRUNTS	77 856	0	77 856	100 %

(1) 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 30 juin 2020.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

30 juin 2020 (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)	44 151	-	44 151
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 856	2 086	22 942
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 954	995	10 949
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 895	290	3 185
TOTAL DES EMPRUNTS	77 856	3 371	81 227

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

30 juin 2020 ⁽¹⁾ (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 940	1 900	1 948	2 092
CHF (Suisse)	32	-	28	4
GBP (Royaume-Uni)	17 632	5 435	3 431	8 766
PLN (Pologne)	290	-	153	137
BRL (Brésil)	1 392	-	-	1 392
CNY (Chine)	11 191	-	-	11 191

(1) Actifs nets : vision au 30 juin 2020 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 30 juin 2020. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture, et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi.

Au 30 juin 2020, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 69 % à taux fixe et 31 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 238 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2020 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,1 % fin 2020.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 30 juin 2020.

L'impact de la variation des taux d'intérêt est en légère baisse de 25 millions d'euros par rapport à fin 2019.

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

30 juin 2020 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	70 431	(16 385)	54 046	-
À taux variable	7 425	16 385	23 810	238
TOTAL DES EMPRUNTS	77 856	0	77 856	238

6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31% en actions fin juin 2020, soit un montant actions de 4,0 milliards d'euros.

Au 30 juin 2020, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis respectivement à hauteur de 16 % et 8 % en actions, ce qui représente un montant actions de 275 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2020, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 10 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 720 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 30 juin 2020 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 26 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés résumés de l'exercice clos le 30 juin 2020.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil principalement le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) qui est un comité spécialisé créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Par ailleurs, 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, choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée au cours de l'année 2018. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non), de la créance CSPE et de la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par la Division Gestion des Actifs Cotés et par EDF Invest (créé en 2013 suite au décret du 24 juillet 2013).

La poche « trésorerie » du portefeuille de taux sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcée de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (voir note 26 de l'annexe aux comptes consolidés résumés de l'exercice clos le 30 juin 2020).

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	30/06/2020	31/12/2019
Actifs de rendement	20,3 %	19,2 %
Actifs de croissance	39,4 %	42,1 %
Actifs de taux	40,3 %	38,7 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 30 juin 2020, la valeur globale du portefeuille s'élève à 30 798 millions d'euros, contre 31 624 millions d'euros à fin décembre 2019.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

Catégories (en millions d'euros)	30 juin 2020		31 décembre 2019	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) ⁽²⁾	2 705	2 922	2 705	2 926
Dérivés	5	5	(10)	(10)
Autres titres non cotés	2 849	3 332	2 826	3 164
ACTIFS DE RENDEMENT	5 559	6 259	5 521	6 080
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	10 430	11 813	10 865	12 978
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	-	11	-	46
Autres titre non cotés	299	314	263	276
ACTIFS DE CROISSANCE	10 729	12 138	11 128	13 300
Obligations États OCDE et assimilées	4 295	4 511	4 338	4 548
Obligations personnes morales OCDE hors États et TCN	1 894	1 914	1 793	1 827
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	5 307	5 410	4 830	5 038
CSPE après couverture	409	412	684	688
Autres titre non cotés	283	154	146	142
Dérivés	12	-	5	1
ACTIFS DE TAUX	12 200	12 401	11 796	12 244
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	28 488	30 798	28 445	31 624

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

(2) Les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).

Les tableaux ci-dessous présentent la performance par portefeuille au 30 juin 2020 et 31 décembre 2019 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	Performance semestrielle au 30/06/2020		Performance de l'exercice 2019	
	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Actifs de rendement	6 259	- 0,2 %	6 080	8,9 %
Actifs de croissance	12 138	- 5,8 %	13 300	25,9 %
Actifs de taux	12 401	0,6 %	12 244	5,2 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	30 798	- 2,3 %	31 624	13,5 %

DÉCOMPOSITION DE LA PERFORMANCE SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	Performance Semestrielle au 30/06/2020		Performance de l'exercice 2019	
	30/06/2020		31/12/2019	
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Titres CTE affectés ⁽¹⁾	2 922	- 0,1 %	2 926	12,6 %
Autres titres non cotés ^{(2) (3)}	3 805	- 0,4 %	3 572	6,0 %
OPCVM Actions ⁽³⁾	11 824	- 5,9 %	13 024	26,3 %
Obligations, TCN et OPCVM obligataires ⁽³⁾	11 485	0,6 %	11 226	6,1 %
OPCVM monétaires	350	- 0,2 %	188	- 0,3 %
CSPE après couverture	412	0,4 %	688	0,6 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	30 798	- 2,3 %	31 624	13,5 %

(1) Au 30/06/2020 et au 31/12/2019, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la participation du Groupe dans la Coentreprise de Transport d'Electricité (CTE), holding détenant 100% des titres RTE.

(2) EDF Invest hors CTE. La performance d'EDF Invest y compris CTE est de - 0,3 % sur le premier semestre 2020 et 9,0 % sur l'année 2019.

(3) Y compris dérivés

Évolution du portefeuille sur le premier semestre 2020

Le premier semestre 2020 a connu une situation inédite sur les marchés financiers. La poursuite de la croissance économique en début d'année a permis aux marchés actions d'atteindre de nouveaux plus hauts mi-février avant que l'extension de la crise du Covid ne les conduise à la baisse la plus forte depuis plus de 30 ans. La fermeture des économies, outre le fait qu'elle a provoqué cette baisse majeure, a eu pour conséquence un gel des marchés obligataires. L'intervention des banques centrales a permis de rétablir la liquidité sur le marché des emprunts d'Etat, à un moment où celle-ci faisait défaut.

En effet la Fed a baissé très rapidement ses taux directeurs à 0 et a annoncé un programme d'achats inédit, allant jusqu'à acheter des titres corporate High Yield. La BCE ne souhaitant plus baisser les taux, ceux-ci étant déjà largement négatifs, elle a également opté pour un accroissement substantiel de son bilan relançant ses programmes d'achats d'emprunts d'Etat et de crédit d'entreprises. Elle a également annoncé le lancement d'un nouveau TLTRO au taux record de - 1 %.

L'achat de titres corporate était d'autant plus nécessaire que, de manière usuelle dans une crise de marché, les marchés de crédit se sont également momentanément asséchés. Le point bas atteint le 20 mars a été suivi d'un rebond marqué se poursuivant jusqu'à la fin du semestre.

Dans ce contexte, les taux des emprunts d'Etat allemand à 10 ans ont baissé de - 0,19 % début 2020 à - 0,44 % fin juin après une pointe à - 0,85 % le 9 mars. Les taux des emprunts d'Etats dits « périphériques » ont eu une performance plus contrastée au cours de la période. A titre d'exemple le taux du 10 ans italien est passé de + 1,42 % à + 1,32 % après une pointe à + 2,40 % en mars. Les actifs de crédit ont souffert avec un élargissement notable des spreads en mars avant un resserrement dans la deuxième partie du semestre. L'écartement des spreads de crédit a été mis à contribution afin d'accumuler de nouvelles positions de long terme. Au global le portefeuille obligataire est nettement surpondéré en crédit et sous-pondéré sur les emprunts d'Etats cœurs qui n'offrent que peu d'espoir de valorisation à l'avenir.

Au premier semestre 2020, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de - 404 millions d'euros, dont 2 millions d'euros pour la CSPE (3 millions d'euros avant impôt), 56 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et - 462 millions d'euros d'autres titres (- 665 millions d'euros avant impôts).

Les actifs non cotés gérés par EDF Invest sont répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux. Ce portefeuille, y compris CTE, s'élève à 6,7 milliards d'euros au 30 juin 2020 contre 6,5 milliards d'euros au 31 décembre 2019. Sa performance sur 6 mois s'établit au 30 juin 2020 à - 0,3 % y compris CTE.

Au premier semestre 2020, le solde de la participation minoritaire acquise en décembre 2019 par EDF Invest dans les parcs éoliens aux Etats-Unis a été affecté aux actifs dédiés. Par ailleurs, EDF Invest a poursuivi la diversification de son portefeuille avec un investissement au Royaume-Uni dans le domaine des compteurs intelligents.

Les actifs de rendement sont constitués d'actifs non cotés dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements orientés rendement. Cette classe d'actifs enregistre au 30 juin 2020 une performance sur 6 mois de - 0,2 % y compris CTE. Ces actifs ont généré au premier semestre 2020 des dividendes en ligne avec les attentes ; toutefois, cette performance est neutralisée ce semestre par la baisse de valeur de certains actifs, dont les infrastructures de transport impactées par les mesures de confinement dans les différents pays.

La crise Covid a également eu un impact massif sur les actifs de croissance. Jusqu'à fin février, le portefeuille des Actifs Dédiés est resté surpondéré sur cette partie du portefeuille avec une allocation proche de 43 %. Mais à la fin du mois, l'exposition a été significativement réduite. Après un point bas fin mars, les positions se sont reconstituées naturellement avec le rebond du marché, accompagnées par quelques achats opportunistes. Au global, le positionnement s'est rapproché de la neutralité début juin. La sélection de fonds a été plutôt positive grâce à un positionnement défensif en début de période. Le rebond des actions « value » en mai-juin a été également créateur de valeur. Au global, l'alpha des fonds sélectionnés dans la poche d'actifs de croissance a été de plus de + 0,4 %.

S'agissant des actifs de taux, la performance a été satisfaisante en absolu (+ 0,6 %) malgré la baisse prononcée de mars. Le portefeuille d'obligations cotées a réalisé une performance de + 0,6 %, très légèrement en retrait par rapport à son indice de référence. La surpondération crédit qui a été réduite en février avant d'être reconstituée à partir d'avril, couplée à une bonne performance des supports de gestion, n'a pas permis de contrebalancer totalement l'effet taux. Les fonds de taux quant à eux, ont réalisé une performance de - 0,6 % au premier semestre.

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF au 30 juin 2020 s'élève à 11 824 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait au 30 juin 2020 à 25,69 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 9,2 % à fin 2019. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 3 037 millions d'euros.

Au 30 juin 2020, la sensibilité des obligations cotées (11 485 millions d'euros) s'établissait à 6,2, 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 707 millions d'euros. La sensibilité était de 6,1 à fin décembre 2019.

6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin mars 2020, les expositions du Groupe sont à 91 % 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 31/12/2019	90 %	9 %	1 %	100 %
au 31/03/2020	91 %	8 %	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 31/12/2019	6 %	-	11 %	76 %	7 %	100 %
au 31/03/2020	6 %	-	10 %	77 %	7 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte politique et financier toujours incertain en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2019.

Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 2.2.1 du Document d'enregistrement universel 2019 et n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2019.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, respectant notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

En 2020, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés est encadré, avec une limite de VaR (*Value at Risk*) de 35 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

Au premier semestre 2020, ces limites n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

La crise Covid a impacté les volumes d'énergies exposés aux risques marchés pour le Groupe EDF :

- diminution des ventes du fait d'une moindre consommation au périmètre global des portefeuilles de clients et, en France, de l'interruption temporaire d'une partie des livraisons ARENH suite à la décision du Tribunal de Commerce de Paris,
- diminution de l'électricité produite (allongement et/ou déplacement des périodes de maintenance).

En application de la politique risques marchés énergies, les trajectoires d'achats/ventes sur les marchés ont été réajustées en intégrant ces modifications.

7 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 28 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2020.

8 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2020

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté, ainsi que l'organisation du Groupe en matière de gestion et de contrôle de ses risques, dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du Document d'enregistrement universel (URD) 2019 (pages 103 à 127). Le Document d'enregistrement universel 2019 a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 13 mars 2020 et est disponible sur son site Internet (www.amf-france.org), ainsi que sur celui du groupe EDF (www.edf.com).

Le Groupe restant soumis aux risques habituels et propres à son activité, la présentation des principaux risques figurant dans l'URD 2019 reste valable à la date de la publication du présent rapport pour l'appréciation des principaux risques et incertitudes auxquels le Groupe est exposé au 30 juin 2020 ou qui seraient susceptibles de l'affecter sur la seconde moitié de l'exercice en cours. Toutefois, les informations incluses dans l'URD 2019 doivent être lues à l'aune des développements ci-dessous relatifs notamment à la crise sanitaire.

Les impacts opérationnels de la crise sanitaire à fin juin 2020, notamment sur la production nucléaire en France, les mesures de soutien aux clients et fournisseurs prises par EDF ainsi que l'estimation des impacts financiers de la crise sanitaire sont décrits dans la note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020.

Cette crise sanitaire continuera à affecter la performance financière du Groupe au second semestre. A cet égard, les objectifs pour 2020 figurant à la section 11 « Perspectives financières » prennent en compte des hypothèses intégrant, à la connaissance du Groupe à la date du présent rapport, les effets attendus ou possibles de la crise sanitaire au second semestre qui s'annoncent plus marqués qu'au premier semestre malgré le plan d'action en cours de déploiement.

Par conséquent, l'impact estimé de la crise sanitaire sur l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE) sur le premier semestre 2020 ne saurait être considéré comme un indicateur de l'impact probable de cette crise au second semestre 2020, qui demeure soumis aux principaux risques et incertitudes liés à cette crise.

Au-delà des impacts identifiés au premier semestre, les incertitudes et les risques associés à cette crise sanitaire, dont l'impact reste difficilement quantifiable, sont toujours présents avec (i) les incertitudes concernant le rythme de reprise d'activité dans les différents pays où le Groupe exerce ses activités, (ii) les effets à long terme de la crise sanitaire qui restent potentiellement significatifs, dont les incertitudes concernant le planning et les coûts des grands projets du Groupe, et (iii) la possibilité d'une reprise de l'épidémie ou de mesures de re-confinements locales ou nationales.

Cette épidémie et d'autres facteurs ont eu, et pourraient avoir, un impact sur certains facteurs de risques auxquels le Groupe est exposé, présentés à la section 2.2 du Document d'enregistrement universel 2019 (pages 110 à 127), et notamment les facteurs de risque suivants :

- 1. Risque de taux d'intérêt (risque 2A)**
Impact d'une baisse des taux d'intérêts sur le calcul du montant des provisions nucléaires et des provisions pour avantages du personnel ;
- 2. Risque marchés financiers (risque 2B)**
Impact potentiel, en cas de redémarrage de la crise sanitaire entraînant une nouvelle perturbation des marchés financiers, via une baisse de la valorisation du portefeuille des actifs dédiés ou des actifs retraites affectant le résultat financier du Groupe et le taux de couverture des provisions nucléaires ;
- 3. Risque marchés énergies (risque 2C)**
Impact du ralentissement de l'activité économique et des perturbations de la production sur les marchés de gros des matières premières et de l'électricité et sur le niveau de la demande en électricité tant en prix et qu'en volume ;
- 4. Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (risque 4E) et maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (risque 4A)**

Malgré les soutiens apportés par le Groupe et les autres dispositifs publics, les risques de défaillance tout au long des chaînes d'approvisionnement pourraient rester significatifs. Ils sont difficilement quantifiables et pourraient être de nature à perturber, notamment en cas de nouvelles mesures de restrictions liées à la crise sanitaire, la conduite des opérations, chantiers et grands projets du Groupe, en France comme à l'international.

S'agissant de Flamanville 3, dans le contexte de la crise sanitaire, toutes les activités de construction sur site ont été temporairement interrompues entre mi-mars et début mai, ce qui pourrait engendrer des délais et des coûts supplémentaires. L'instruction de la remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal et d'autres sujets techniques se poursuit, et reste soumise à l'approbation de l'ASN.

Concernant HPC, le risque de retard sur le calendrier de mise en service est élevé. Il a été estimé en septembre 2019 à 15 mois pour l'Unité 1 (prévue fin 2025) et 9 mois pour l'Unité 2, ces délais induisant un coût supplémentaire d'environ £₂₀₁₅0,7 Mds. Les impacts du Covid 19 sur le calendrier et les coûts sont en cours d'évaluation (y compris les impacts sur les conditions de production des fournisseurs et les délais de livraison associés) et accroissent le risque de report des dates de mise en service prévues. Une étude approfondie visant à évaluer la nécessité d'une mise à jour du calendrier et des coûts est actuellement en cours et sera finalisée dans les mois à venir.

5. Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) (risque 4C)

Les impacts sanitaires sur l'activité des salariés et prestataires du Groupe se poursuivent et les effets pourraient être plus sensibles en cas de deuxième vague ou de cluster.

6. Attaque du patrimoine, notamment cyber (risque 4D)

La généralisation du télétravail et le ralentissement de l'activité économique focalisée sur les activités essentielles, et plus généralement les perturbations occasionnées par la crise sanitaire, favorisent la multiplication des menaces d'attaque du patrimoine et plus particulièrement des attaques cyber.

7. Non-respect des objectifs (i) d'exploitation et/ou (ii) de prolongation de la durée de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) (risque 5A)

Niveau de production futur du fait des impacts sur les arrêts de tranches nucléaires :

Certains arrêts n'ont pu avoir lieu dans le contexte de la crise sanitaire et devraient être reprogrammés. Par ailleurs, EDF a adapté l'ensemble de ses activités pour protéger les intervenants dans les centrales nucléaires. Le déroulement du programme industriel en particulier des opérations prévues lors de ces arrêts pour maintenance, en a été fortement affecté, réduisant ainsi la capacité de production d'électricité.

Dans ce contexte, et tout en garantissant l'absence d'impact sur les enjeux de sûreté, EDF a fait évoluer la planification des arrêts pour maintenance afin de contribuer, en lien avec RTE, à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2020-2021, notamment en reportant certains arrêts sur les années ultérieures. De plus, la durée des arrêts de tranches nucléaires est plus importante du fait de la double contrainte liée à la disponibilité du personnel et aux restrictions imposées par la crise sanitaire. Le décalage de ces arrêts de tranche a, par effet cascade, un impact sur le programme de maintenance des années suivantes, et donc également sur le niveau de production attendu.

Au 29 juillet 2020 l'estimation de la production nucléaire est 315-325 TWh pour 2020.

Par ailleurs, la crise a eu des effets sur l'équilibre production consommation pour EDF en France et sur la gestion de cet équilibre.

- (i) Ainsi, même si la France fera face à une situation "inédite" en matière de production d'électricité au cours de l'hiver 2020-2021 en raison de l'impact du coronavirus, RTE a déclaré qu'il est probable qu'elle ne subisse pas de coupure involontaire et massive.
- (ii) De plus, suite à la révision de la prévision de production nucléaire pour 2020, le Groupe devra racheter sur le marché les volumes lui permettant d'assurer sa responsabilité d'équilibre, et pourrait être confronté à un risque de prix, il pourrait également être appelé au règlement des écarts de capacité.

Grand carénage :

Le décalage des arrêts de tranches sur 2020 affectera aussi le programme de maintenance des exercices 2021 et 2022 (dont la prévision de production nucléaire est estimée entre 330 et 360 TWh chaque année⁽¹⁾). Concernant le Grand Carénage, le retour d'expérience des VD4 900 MW et les discussions en cours avec l'ASN pourraient conduire à des investissements additionnels dans les années à venir au titre de ce programme, dont une revue est en cours.

L'analyse des impacts de cette crise sanitaire ne remet pas en cause la criticité des risques telle que publiée dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » de l'URD 2019. Néanmoins, certaines estimations effectuées au mieux de la connaissance du Groupe au 30 juin pourront devoir être reconsidérées sur le second semestre, en fonction de la sortie de crise et plus généralement des conditions économiques et des mesures que le Groupe pourra prendre pour répondre aux enjeux de cette crise.

(1) Cf. communiqué de presse du 2 juillet 2020

9 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS

Les principaux litiges du groupe EDF sont présentés dans le Document d'enregistrement universel. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport à l'URD de 2019 en complément des évolutions qui figurent dans les notes 2.1 et 22.4 de l'annexe des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2020.

Enquête AMF

EDF fait l'objet depuis le 21 juillet 2016 d'une enquête diligentée par l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés depuis le mois de juillet 2013. Dans le cadre de cette enquête EDF a communiqué à l'AMF un certain nombre d'informations et de documents et a répondu à ses questions. L'AMF a notifié à EDF deux griefs le 5 avril 2019 qu'EDF a contestés. Le 26 juin 2020 a eu lieu l'audition devant la commission des sanctions de l'AMF.

Enquête REMIT

L'autorité néerlandaise de la concurrence (ACM) a procédé à l'ouverture d'une enquête sur les pratiques depuis mars 2019 concernant la disponibilité de la centrale Sloe (CCG basé aux Pays Bas) susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). Cela ne préjuge en rien de l'issue de la procédure.

10 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

Publication le 1^{er} juillet par le Ministère de la transition écologique et solidaire du décret n°2020-830 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

11 PERSPECTIVES FINANCIÈRES

Suite au retrait le 14 avril 2020 de l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2020 ainsi que pour 2021 du fait de la crise sanitaire, le Groupe prend de nouveaux engagements financiers :

Objectif 2020 :

- EBE ⁽¹⁾ : 15,2 – 15,7 Mds€.

Ambitions 2020-2022 :

- Réduction des charges opérationnelles ⁽²⁾ : 500 M€ entre 2019 et 2022
- Cessions Groupe 2020-2022 ⁽³⁾ : ~3 Mds€
- Endettement financier net / EBE ⁽¹⁾ : ~3x chaque année

Adoption d'un plan de réduction de coûts et de cessions

Pour compenser les impacts de la crise sanitaire sur la situation financière du Groupe, un plan d'économies et un plan de cessions sont mis en œuvre. Ils visent un nouvel effort de baisse des coûts, avec une cible de 500 millions d'euros de réduction des charges opérationnelles ⁽²⁾ entre 2019 et 2022, ainsi qu'une stabilisation des investissements nets à environ 15,0 milliards d'euros ⁽⁴⁾ en moyenne par an sur la période 2020 - 2022.

En outre, de nouvelles cessions ⁽³⁾ d'actifs seront engagées, avec un objectif d'environ 3 milliards d'euros sur 2020 à 2022.

Ce plan d'action vise à permettre la poursuite du déploiement de la stratégie CAP 2030 tout en assurant la solidité du bilan du Groupe avec un ratio d'endettement financier rapporté à l'EBE maintenu à environ 3x chaque année sur la période 2020-22.

Perspectives de réforme du cadre de régulation du nucléaire existant en France

Les échanges entre les services de l'État et la Commission Européenne se poursuivent sur la refonte de la régulation du parc nucléaire français, sans certitude d'aboutissement à ce stade. Il s'agit de définir un cadre de régulation approprié et équilibré pouvant également conduire à engager une réorganisation des activités du Groupe permettant de renforcer ses capacités d'investissement dans la transition énergétique.

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2020 et d'une hypothèse de production nucléaire France comprise entre 315 et 325 TWh pour 2020 et comprise entre 330 TWh et 360 TWh chaque année en 2021 et en 2022.

(2) 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.

(3) Cessions signées ou réalisées : impact sur le désendettement économique du Groupe.

(4) Hors plan de cessions et hors acquisitions.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2020

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2020	S1 2019 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	6	34 710	36 484
Achats de combustible et d'énergie	7	(16 550)	(17 951)
Autres consommations externes ⁽²⁾		(3 469)	(3 658)
Charges de personnel		(7 020)	(6 965)
Impôts et taxes		(2 813)	(2 810)
Autres produits et charges opérationnels	8	3 338	3 260
Excédent brut d'exploitation		8 196	8 360
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	9	(323)	350
Dotations aux amortissements ⁽³⁾		(5 358)	(4 839)
(Pertes de valeur)/reprises	10	(738)	(45)
Autres produits et charges d'exploitation	11	(153)	(149)
Résultat d'exploitation		1 624	3 677
Coût de l'endettement financier brut		(868)	(925)
Effet de l'actualisation	12.1	(1 172)	(1 801)
Autres produits et charges financiers	12.2	(262)	2 595
Résultat financier		(2 302)	(131)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		(678)	3 546
Impôts sur les résultats	13	42	(1 017)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	17	11	352
Résultat net des activités en cours de cession	14	(161)	(417)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		(786)	2 464
Dont résultat net - part du Groupe		(701)	2 498
Résultat net des activités poursuivies – part du Groupe		(544)	2 905
Résultat net des activités en cours de cession – part du Groupe		(157)	(407)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(85)	(34)
Activités poursuivies		(81)	(24)
Activités en cours de cession		(4)	(10)
Résultat net part du Groupe par action en euros :			
Résultat par action		(0,32)	0,72
Résultat dilué par action		(0,32)	0,72
Résultat par action des activités poursuivies		(0,27)	0,85
Résultat dilué par action des activités poursuivies		(0,27)	0,85

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.2).

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

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

État du résultat global consolidé

	S1 2020			S1 2019		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	(701)	(85)	(786)	2 498	(34)	2 464
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute ⁽¹⁾	1 392	(2)	1 390	752	(15)	737
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	(217)	-	(217)	(243)	(1)	(244)
Juste valeur des instruments de couverture - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(99)	-	(99)	(40)	-	(40)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	1 076	(2)	1 074	469	(16)	453
Écarts de conversion des entités contrôlées	(1 476)	(537)	(2 013)	(328)	(20)	(348)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	(128)	-	(128)	30	-	30
Écarts de conversion	(1 604)	(537)	(2 141)	(298)	(20)	(318)
Juste valeur des titres de dettes - variation brute ⁽¹⁾	(49)	-	(49)	376	-	376
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt	14	-	14	(123)	-	(123)
Juste valeur des titres de dettes - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	13	-	13	6	-	6
Variation de juste valeur des titres de dettes	(22)	-	(22)	259	-	259
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	(550)	(539)	(1 089)	430	(36)	394
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	6	-	6	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	-	-	-
Variation de juste valeur des titres de capitaux propres	6	-	6	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute ⁽²⁾	(8)	(3)	(11)	(1 953)	9	(1 944)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt	(29)	1	(28)	306	-	306
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(16)	-	(16)	(129)	-	(129)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(53)	(2)	(55)	(1 776)	9	(1 767)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	(47)	(2)	(49)	(1 776)	9	(1 767)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	(597)	(541)	(1 138)	(1 346)	(27)	(1 373)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	(1 298)	(626)	(1 924)	1 152	(61)	1 091
Dont résultat global des activités poursuivies	(1 145)	(622)	(1 767)	1 149	(61)	1 088
Dont résultat global des activités en cours de cession	(153)	(4)	(157)	3	-	3

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux titres de dettes et de capitaux propres et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 21.4.1 et 21.4.2.

(2) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 22.3.1.2.

Bilan consolidé

ACTIF

(en millions d'euros)

	Notes	30/06/2020	31/12/2019
Goodwill	15	10 135	10 623
Autres actifs incorporels		9 470	9 350
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	16	58 750	58 413
Immobilisations en concessions des autres activités	16	7 061	6 860
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre et actifs au titre du droit d'utilisation	16	88 290	89 099
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	17	6 444	6 414
Actifs financiers non courants	18	46 272	46 219
Autres débiteurs non courants	20	2 077	1 930
Impôts différés actifs		498	557
Actif non courant		228 997	229 465
Stocks		14 023	14 049
Clients et comptes rattachés	19	13 044	15 606
Actifs financiers courants	18	26 449	29 401
Actifs d'impôts courants		505	286
Autres débiteurs courants	20	8 082	6 881
Trésorerie et équivalents de trésorerie		15 561	3 934
Actif courant		77 664	70 157
Actifs détenus en vue de leur vente	25	2 990	3 662
TOTAL DE L'ACTIF		309 651	303 284

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)

	Notes	30/06/2020	31/12/2019
Capital	21	1 552	1 552
Réserves et résultats consolidés		43 312	44 914
Capitaux propres - part du Groupe		44 864	46 466
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		8 990	9 324
Total des capitaux propres		53 854	55 790
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		54 680	55 583
Autres provisions pour déconstruction		1 573	1 573
Provisions pour avantages du personnel		20 368	20 539
Autres provisions		3 180	3 065
Provisions non courantes	22.1	79 801	80 760
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		47 697	47 465
Passifs financiers non courants	23.1	54 568	57 002
Autres créditeurs non courants	24	4 976	4 928
Impôts différés passifs		2 249	2 295
Passif non courant		189 291	192 450
Provisions courantes	22.1	5 958	5 556
Fournisseurs et comptes rattachés		10 330	12 867
Passifs financiers courants	23.1	33 071	18 535
Dettes d'impôts courants		288	433
Autres créditeurs courants	24	15 878	16 610
Passif courant		65 525	54 001
Passifs détenus en vue de leur vente	25	981	1 043
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		309 651	303 284

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)

	Notes	S1 2020	S1 2019 ⁽²⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt		(839)	3 168
Résultat des sociétés en cours de cession		(161)	(377)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		(678)	3 545
Pertes de valeur / (reprises)		738	45
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		7 166	3 183
Produits et charges financiers		585	311
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		112	88
Plus ou moins-values de cession		(74)	(6)
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 364)	1 076
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		6 485	8 242
Frais financiers nets décaissés		(660)	(608)
Impôts sur le résultat payés		(368)	259
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		5 457	7 893
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		59	89
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		5 516	7 982
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(96)	(282)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		117	217
Investissements incorporels et corporels		(7 475)	(7 577)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		31	41
Variations d'actifs financiers		4 580	1 799
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(2 843)	(5 802)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		(71)	(29)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(2 914)	(5 831)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾	21.2	436	420
Dividendes versés par EDF		-	(31)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(122)	(80)
Achats/ventes d'actions propres		-	(16)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		314	293
Émissions d'emprunts	21.3	12 210	2 521
Remboursements d'emprunts		(3 136)	(3 778)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée		(286)	(334)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		50	68
Subventions d'investissement reçues		21	141
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		8 859	(1 382)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		9 173	(1 089)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		(7)	(61)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		9 166	(1 150)
Flux de trésorerie des activités poursuivies		11 787	1 002
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		(19)	(1)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		11 768	1 001
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
		3 934	3 290
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		11 768	1 001
Incidence des variations de change		(143)	(49)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		19	8
Incidence des reclassements		(17)	95
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE		15 561	4 345

(1) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2020, un montant de 418 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. (418 millions d'euros au 30 juin 2019).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.2).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2020 se présente comme suit :

(en millions d'euros)

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion (1)	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclables) (2)	Autres réserves consolidées et résultat (3)	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2019	1 552	(64)	1 037	(1 198)	45 139	46 466	9 324	55 790
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 604)	1 054	(47)	(597)	(541)	(1 138)
Résultat net	-	-	-	-	(701)	(701)	(85)	(786)
Résultat global consolidé	-	-	(1 604)	1 054	(748)	(1 298)	(626)	(1 924)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(286)	(286)	-	(286)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(143)	(143)
Achats/ventes d'actions propres	-	1	-	-	-	1	-	1
Autres variations (4)	-	-	-	-	(19)	(19)	435	416
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2020	1 552	(63)	(567)	(144)	44 086	44 864	8 990	53 854

- (1) Les écarts de conversion varient de (1 604) millions d'euros au 30 juin 2020 et sont principalement liés à la baisse de la livre sterling par rapport à l'euro (1€ = 1,175£ au 31 décembre 2019 et 1€ = 1,096£ au 30 juin 2020).
- (2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes concernés ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.
- (3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.
- (4) Sur le premier semestre 2020, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 418 millions d'euros.

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2019 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽²⁾	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclables) ⁽³⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽⁴⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres retraités au 01/01/2019⁽¹⁾	1 505	(56)	215	(1 856)	44 651	44 459	8 177	52 636
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(298)	728	(1 776)	(1 346)	(27)	(1 373)
Résultat net	-	-	-	-	2 498	2 498	(34)	2 464
Résultat global consolidé			(298)	728	722	1 152	(61)	1 091
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(334)	(334)	-	(334)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(483)	(483)	(94)	(577)
Achats/ventes d'actions propres	-	(16)	-	-	-	(16)	-	(16)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁵⁾	20	-	-	-	431	451	-	451
Autres variations ⁽⁶⁾	-	-	-	-	(75)	(75)	400	325
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2019	1 525	(72)	(83)	(1 128)	44 912	45 154	8 422	53 576

- (1) Les capitaux propres au 1^{er} janvier 2019 incluent les retraitements IFRIC 23 pour (10) millions d'euros dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».
- (2) Les écarts de conversion varient de (298) millions d'euros au 30 juin 2019 et sont principalement liés au recyclage des réserves de conversion d'Alpiq à la suite de la cession du 28 mai 2019.
- (3) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes concernés ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.
- (4) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.
- (5) En 2019, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2018 pour un montant de 451 millions d'euros.
- (6) Sur le premier semestre 2019, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 418 millions d'euros.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

NOTE 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	10
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	10
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE	10
1.3	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	11
1.4	MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES	11
1.5	SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ	12
NOTE 2	COMPARABILITÉ DES EXERCICES	12
2.1	CONSEQUENCES DE LA CRISE SANITAIRE COVID-19	12
2.2	IFRS 5 - PROJET DE CESSIION DE L'ACTIVITE E&P D'EDISON	19
NOTE 3	ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS	23
3.1	DÉVELOPPEMENTS DANS LE NUCLÉAIRE	23
3.2	ÉNERGIES RENOUVELABLES	23
3.3	OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2019	24
3.4	ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE	27
NOTE 4	ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	32
NOTE 5	INFORMATIONS SECTORIELLES	32
5.1	AU 30 JUIN 2020	32
5.2	AU 30 JUIN 2019	33
	COMPTE DE RÉSULTAT	34
NOTE 6	CHIFFRE D'AFFAIRES	34
NOTE 7	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	35
NOTE 8	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	35
NOTE 9	VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE <i>TRADING</i>	36
NOTE 10	PERTES DE VALEUR / REPRISES	36
NOTE 11	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	42
NOTE 12	RÉSULTAT FINANCIER	43
12.1	EFFET DE L'ACTUALISATION	43
12.2	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	43
NOTE 13	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	44
NOTE 14	RÉSULTAT DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSIION	44
	ACTIFS ET PASSIFS, CAPITAUX PROPRES	45
NOTE 15	GOODWILL	45
NOTE 16	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	45
NOTE 17	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES	47
17.1	COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)	47
17.2	TAISHAN	47
NOTE 18	ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	48
18.1	RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	48
18.2	TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES	49
18.3	PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	49
NOTE 19	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	50
19.1	CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES	50

19.2	OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES.....	50
NOTE 20	AUTRES DÉBITEURS	51
NOTE 21	CAPITAUX PROPRES	51
21.1	CAPITAL SOCIAL.....	51
21.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	51
21.3	INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES	51
21.4	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS	52
NOTE 22	PROVISIONS	53
22.1	RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS.....	53
22.2	PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS	53
22.3	AVANTAGES DU PERSONNEL.....	56
22.4	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS.....	58
NOTE 23	PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	59
23.1	RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	59
23.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59
23.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	60
NOTE 24	AUTRES CRÉDITEURS	61
24.1	AVANCES ET ACOMPTES REÇUS	61
24.2	DETTES FISCALES.....	61
24.3	PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME.....	61
24.4	AUTRES DETTES	61
24.5	INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRAT.....	61
	ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	63
NOTE 25	ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	63
	AUTRES INFORMATIONS	65
NOTE 26	ACTIFS DEDIEÉS D'EDF	65
26.1	VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF.....	65
26.2	SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	66
26.3	ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIEÉS SUR 2020.....	66
NOTE 27	ENGAGEMENTS HORS BILAN	67
27.1	ENGAGEMENTS DONNÉS	67
27.2	ENGAGEMENTS REÇUS	68
NOTE 28	PARTIES LIÉES	69
NOTE 29	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLÔTURE	69

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés résumés (ci-après « les comptes consolidés ») reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour le semestre écoulé au 30 juin 2020.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2020 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 29 juillet 2020.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2020 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2020. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés semestriels sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. À ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2019.

À l'exception des méthodes précisées dans la note 1.4 spécifique aux arrêts intermédiaires, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2019.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

1.2.1 Amendements à IFRS 3 « Regroupement d'entreprises : Définition d'une entreprise » publié le 22 octobre 2018

Ces textes, applicables aux regroupements réalisés à compter du 1^{er} janvier 2020, visent à clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises et une acquisition d'actifs.

L'application de ces amendements n'a pas eu d'impact sur les comptes du Groupe au 30 juin 2020.

1.2.2 Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7

La réforme des taux d'intérêts de référence qui aboutira au remplacement des taux EONIA et IBOR à compter du 1^{er} janvier 2022 affectera certains instruments financiers et opérations de couverture du Groupe. Les principaux indices utilisés par le Groupe et concernés par la réforme sont l'Euribor, le Libor USD et le Libor GBP.

Au 30 juin 2020, le Groupe applique les modalités prévues par les amendements à IFRS 9, IAS 39 et IFRS 7 « Réforme des taux d'intérêt de référence », adoptés le 15 janvier 2020 et qui sont entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2020. Ils permettent de ne pas tenir compte des effets de la réforme des taux, notamment sur le caractère hautement probable des flux de trésorerie, la démonstration de l'efficacité prospective de la relation de couverture

et conduisant à maintenir les relations de couverture, jusqu'à ce que la transition vers les nouveaux indices soit effective.

Le Groupe est en cours de discussions avec ses contreparties afin d'intégrer ces changements d'indices dans les contrats de prêts et d'instruments dérivés. Par ailleurs, des évolutions sont en cours pour adapter les outils informatiques utilisés.

L'IASB a publié un exposé-sondage le 9 avril 2020 (Phase 2) dont la publication des amendements est attendue au deuxième semestre 2020 pour application à compter du 1^{er} janvier 2021, sous réserve d'adoption par l'Union européenne. Il couvre la période de mise en place effective des nouveaux taux de référence, en clarifiant ce qui constitue une modification de taux contractuel d'un instrument directement lié à la réforme des taux de référence ou non. Il contient également des dispositions visant à maintenir les relations de couverture notamment en autorisant la modification de la désignation formelle de la relation de couverture, en proposant des modalités de mesure et de comptabilisation de l'inefficacité des couvertures, et définit des informations spécifiques à fournir dans les états financiers.

Les travaux sont en cours dans le Groupe afin de déterminer les impacts comptables pouvant résulter de l'application des amendements de la Phase 2.

1.2.3 Amendements à IFRS 16 : Compensations de loyer liés au Covid-19 (en attente d'adoption par l'Union européenne)

Des amendements relatifs à la norme IFRS 16 ont été publiés le 28 mai 2020 mais restent en attente d'adoption par l'Union européenne. Ils concernent le traitement chez le preneur, des compensations reçues du bailleur, en cours de contrat, *via* une franchise ou une réduction de loyers directement liée au Covid-19.

Ces amendements visent en cas de compensation reçue, à permettre au preneur de ne pas avoir à réestimer la dette à un taux d'actualisation révisé en contrepartie du droit d'utilisation et de ne pas étaler cette compensation *via* un amortissement de ce droit d'utilisation. Le preneur peut donc opter pour la comptabilisation de l'impact directement en résultat.

A date, le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de l'application de ces amendements.

1.3 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des jugements et estimations sont décrites en note 1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2019.

Par ailleurs, le Groupe a pris en compte les conséquences liées à la crise sanitaire dans ses jugements et estimations. Ces derniers sont développés dans la note 2.1.

1.4 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires sont les suivantes :

1.4.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin est calculé en projetant sur un semestre l'engagement de la clôture annuelle précédente, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture et ajusté le cas échéant des changements de régime.

En cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours de période, les hypothèses actuarielles et l'évaluation des engagements sont mises à jour à la date du changement. A compter de cette date, le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies sont ajustés en conséquence.

Hormis les situations visées précédemment, les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les arrêtés intermédiaires sont modifiées par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation).

1.4.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôts (exigible et différée) sur le résultat de la période intermédiaire est en général calculée en appliquant la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt.

1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires sont caractérisés par une forte saisonnalité sur l'année civile, principalement en France. Les variations observées sont notamment liées aux conditions climatiques et à la structure tarifaire propre à chaque période.

NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

2.1 CONSEQUENCES DE LA CRISE SANITAIRE COVID-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont entraîné une baisse de la demande d'électricité et ont des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers et les services.

Ainsi, le 14 avril 2020¹, le Groupe a retiré l'ensemble de ses objectifs financiers pour 2020, y compris le seuil bas de la fourchette d'EBITDA de 17,5 milliards d'euros, ainsi que pour 2021.

Production nucléaire en France

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020², EDF a dû, en raison de la crise sanitaire, adapter l'ensemble de ses activités pour protéger les intervenants dans ses centrales nucléaires. Le déroulement du programme industriel, en particulier des opérations prévues lors des arrêts pour maintenance, en a été fortement affecté, réduisant ainsi la capacité de production d'électricité. Dans ce contexte, EDF a dû adapter la planification des arrêts de réacteurs pour maintenance afin de contribuer, en lien avec RTE, à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver 2020-2021. Cela a conduit à suspendre la production de certains réacteurs afin d'économiser le combustible de ces unités.

Par ailleurs, pendant le confinement, le ralentissement de l'économie s'est traduit par une baisse de la consommation d'électricité allant jusqu'à 20 %³ des niveaux habituels, ce qui conduit à une diminution de l'utilisation des centrales.

Dans le contexte de crise sanitaire, l'application des mesures sanitaires (respect des gestes barrières, gestion des flux, limitation du nombre d'intervenants) conduit à un allongement des durées de réalisation des activités. En conséquence, la durée des arrêts de tranches nucléaires est plus importante du fait de la double contrainte liée à la disponibilité du personnel et à la baisse de la productivité. Le programme industriel a ainsi été révisé pour mieux ajuster le programme des travaux aux capacités industrielles et mieux ajuster le nombre de réacteurs en production aux besoins du réseau, notamment sur l'hiver 2020-2021.

¹ Cf. communiqué de presse du 14 avril 2020 : Nouveau point de situation sur les conséquences de la crise sanitaire Covid-19.

² Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : EDF révisé son estimation annuelle de production d'électricité nucléaire.

³ Cf. [rte-france.fr](https://www.rte-france.fr) L'impact de la crise sanitaire (Covid-19) sur le fonctionnement du système électrique (5 avril 2020).

La crise sanitaire a également conduit EDF à adapter la programmation des arrêts de réacteurs pour les années suivantes. En effet, le placement des arrêts de réacteurs résulte d'une optimisation complexe au sein d'un champ de contraintes multiples, telles la gestion du combustible, le respect des exigences réglementaires ou l'adéquation du programme de travaux aux capacités industrielles, tout en assurant en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, en particulier en période hivernale. Les arrêts de tranche sont programmés plusieurs années à l'avance en fonction des besoins prévus du réseau et des ressources industrielles. Décaler des arrêts une année a par effet cascade un impact sur le programme de maintenance des années suivantes et donc également sur le niveau de production attendu.

Dans son communiqué de presse du 16 avril 2020, EDF a ainsi révisé son estimation annuelle de production nucléaire en France pour la porter à environ 300 TWh en 2020 (pour une hypothèse de production comprise entre 375 TWh et 390 TWh communiquée le 14 février 2020), tenant compte des conséquences de la crise sanitaire ainsi que d'autres éléments affectant la disponibilité du parc, et entre 330 et 360 TWh chaque année en 2021 et en 2022.

Le 2 juillet 2020¹, le groupe EDF a annoncé revoir à la hausse son estimation de production nucléaire en France pour l'exercice 2020 à environ 315-325 TWh.

Cette révision résulte d'une reprise des activités plus rapide qu'anticipée lors de l'estimation publiée le 16 avril. La durée des arrêts programmés en 2020 a été ajustée pour tenir compte des conditions réelles de reprise des activités constatées sur les sites. Il a notamment été possible sur le premier semestre de terminer plusieurs arrêts de tranche de la campagne 2020 et de poursuivre les activités sur les tranches en fonctionnement, tout en respectant les mesures barrières, en optimisant la gestion des flux en entrée de site ou de zone contrôlée, en aménageant l'organisation des chantiers pour limiter le nombre d'intervenants sur la même activité ou encore en s'appuyant sur le télétravail. Du fait de la crise sanitaire, le deuxième semestre débute avec un nombre de tranches en arrêt programmé pour maintenance plus important qu'initialement prévu.

La prévision de production pour 2021 et 2022 annoncée le 16 avril 2020 reste inchangée à ce stade.

Soutien aux clients et aux fournisseurs

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 16 avril 2020², EDF a mis en œuvre des mesures spécifiques pour accompagner ses clients dans le contexte de crise sanitaire.

Pour ses clients particuliers, EDF a décidé de garantir la fourniture d'énergie à l'ensemble de ses clients en suspendant, jusqu'au 1^{er} septembre 2020, toute réduction ou interruption de la fourniture d'électricité et de gaz ainsi que les pénalités de retard. Pour les clients qui seraient en situation difficile, EDF s'est engagé également à assouplir ses modalités et échéanciers de paiement. Ce faisant, l'entreprise va au-delà des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics (telle que la prolongation de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020, date de la fin de l'état d'urgence sanitaire), à la fois dans leur portée et dans leur durée.

Pour ses clients professionnels, EDF a pris toutes les dispositions nécessaires pour faire bénéficier ses clients éligibles au Fonds de Solidarité qui le demandent, du report du paiement de leurs factures, conformément aux ordonnances et décrets adoptés par le Gouvernement. Les petites entreprises concernées ont ainsi pu demander le report du paiement de leurs factures exigibles jusqu'à la fin de l'état d'urgence sanitaire (10 juillet 2020). Ce report est échelonné sur une durée de 6 mois à compter du dernier jour du mois suivant la date de fin de l'état d'urgence sanitaire.

En Italie, en Belgique et au Royaume-Uni, le Groupe a également accordé des facilités de paiement à ses clients.

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 2 avril 2020³, afin d'accompagner ses fournisseurs TPE et PME dans un contexte de ralentissement économique dû à la pandémie, le Groupe a accéléré le paiement de factures par rapport au délai contractuel de 60 jours en France. Le dispositif s'est tout d'abord appliqué aux prestations achevées et validées par EDF au 31 mars 2020, conduisant, pour EDF SA, au règlement des fournisseurs avant mi-avril pour les TPE et avant fin avril pour les PME, sans qu'une démarche de leur part ne soit nécessaire. Enedis s'est également engagée dans une démarche équivalente. Cette accélération des délais de paiement a ainsi tout d'abord porté sur plus de vingt mille factures pour un montant de l'ordre de 190 millions d'euros à l'échelle du Groupe en France. Le dispositif a été progressivement étendu jusqu'à la fin du premier semestre, en lien avec la fin de l'état d'urgence sanitaire au 10 juillet 2020. Ce sont près de 500 millions d'euros qui auront été réglés de façon accélérée aux fournisseurs TPE et PME du Groupe en France entre avril et juin 2020. Au-delà des effets directs de la crise sanitaire sur le niveau des dettes d'exploitation en lien avec la baisse d'activité, ces mesures ont,

¹ Cf. communiqué de presse du 2 juillet 2020 : EDF revisite son estimation de production d'électricité d'origine nucléaire pour 2020.

² Cf. communiqué de presse du 16 avril 2020 : Crise sanitaire : EDF s'engage sur des mesures inédites pour aider tous ses clients.

³ Cf. communiqué de presse du 2 avril 2020 : Le Groupe EDF mobilisé et solidaire face à la crise sanitaire

quant à elles, un impact défavorable sur le besoin en fonds de roulement du Groupe au 30 juin 2020 de l'ordre de 70 millions d'euros.

Impacts estimés de la crise sanitaire sur le compte de résultat du premier semestre 2020

Le Groupe n'a pas procédé en lien avec la crise sanitaire à des classements au sein de son compte de résultat différents de ceux opérés usuellement, conformément aux recommandations de l'AMF et de l'ANC. Un travail approfondi a été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe. Sont ainsi présentés ci-dessous les principaux impacts estimés des effets de la crise sanitaire sur les différentes rubriques du compte de résultat du Groupe.

La crise sanitaire a un impact négatif sur le **chiffre d'affaires** à fin juin 2020, estimé à (1 299) millions d'euros (soit environ - 4 % du chiffre d'affaires total à fin juin). Les principaux secteurs opérationnels concernés sont :

- la France - Activités de production et de commercialisation pour un montant estimé à (417) millions d'euros principalement en lien avec une baisse de la demande en électricité, ainsi qu'en gaz – la baisse de la demande s'étant traduite par des ventes sur les marchés de gros réalisées à des prix bas, et avec une diminution de la production nucléaire (modulation pour économie de combustible en particulier) ;
- la France – Activités Régulés pour un montant estimé à (254) millions d'euros en lien notamment avec la baisse de la demande en électricité (baisse de chiffre d'affaires lié aux prestations d'acheminement) et avec la baisse de l'activité de prestations de raccordement au réseau (arrêt des chantiers de raccordement et modification d'ouvrages à partir du 16 mars 2020 et reprise de l'activité depuis le 11 mai 2020) ;
- le Royaume-Uni pour un montant estimé à (293) millions d'euros en lien avec la baisse de la demande en électricité ;
- l'Italie pour un montant estimé à (64) millions d'euros en lien avec la baisse de la demande d'électricité et de gaz ;
- Dalkia pour un montant estimé à (129) millions d'euros en lien principalement avec la fermeture des sites clients durant la période du confinement (impact important sur l'activité travaux (génie thermique et électrique), ainsi que sur l'activité énergétique et sur les services).

En lien avec la baisse de la demande en électricité et gaz, l'impact de la crise sanitaire sur les **achats de combustibles et énergie** à fin juin 2020 correspond à une diminution estimée à environ 471 millions d'euros.

La crise sanitaire a par ailleurs un impact à la baisse sur les **achats de consommation externes (nets de la production stockée et immobilisée)** estimée à 179 millions d'euros, cette diminution correspondant à des effets de différentes natures :

- de moindres achats en lien avec la baisse de l'activité sur les services, principalement chez Dalkia ;
- en lien avec le ralentissement ou le report de chantiers, dans les différentes activités du Groupe, de moindres achats, pour leur part non immobilisable, et en sens contraire, une moindre main d'œuvre immobilisée estimée à environ 95 millions d'euros ;
- des dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de crise sanitaire (masques, gels, rapatriement de personnel...) ;
- de moindres achats en lien avec le confinement (déplacements, voyages, formations, séminaires...).

Les **charges de personnel** augmentent d'environ 32 millions d'euros principalement en lien avec le plan de relance de l'activité mis en place par le Groupe. Ce montant intègre les indemnités perçues ou à percevoir au titre du recours aux dispositifs de chômage partiel dans certaines entités du Groupe en France (voir note 2.1.5) pour un montant d'environ 18 millions d'euros.

Enfin, les **autres produits et charges opérationnels** sont impactés défavorablement pour un montant d'environ (329) millions d'euros, dont (144) millions d'euros suite à la réévaluation des provisions pour dépréciation des créances clients (voir note 2.1.2) et intégrant le risque de règlement des écarts dans le cadre du mécanisme de capacité en France, voir note 2.1.4.

L'élaboration des estimations ci-dessus a été réalisée sur base d'un reporting spécifique mis en place par la Direction avec l'ensemble des entités du Groupe dans le cadre du processus de clôture des comptes du Groupe.

Les estimations des impacts sont évaluées de manière générale suivant les modalités suivantes :

- Concernant les effets liés à la baisse d'activité dans les différents métiers ou de décalage de chantiers, sur

la base d'analyses détaillées par rapport à la période comparable 2019 ou par rapport à des données prévisionnelles intra-annuelles, ou également s'agissant plus spécifiquement des impacts sur le chiffre d'affaires liés à la baisse de la demande en électricité et en gaz, sur la base d'analyses assises sur les modèles de prévisions de consommation tenant compte des autres effets (climat, portefeuille...) ou encore sur des analyses de la production ;

- Les estimations effectuées s'attachent à évaluer les impacts financiers de la crise en lien avec la diminution du niveau d'activité, des volumes vendus ou produits. Ils n'intègrent pas, du fait de la difficulté à les attribuer de façon directe et unique à la crise, d'impacts liés à des effets prix corrélatifs à la crise, comme par exemple l'évolution des prix de marché observés sur la période ;
- Concernant les dépenses complémentaires réalisées dans le cadre de crise sanitaire (masques, gels...), ou l'évaluation de mesures ou risques spécifiques en lien avec la crise, sur la base des éléments comptabilisés dans le système d'information comptable.

Compte tenu des éléments ci-dessus, l'impact estimé de la crise sur l'excédent brut d'exploitation au 30 juin 2020 est de l'ordre de (1 010) millions d'euros. Cet effet concerne principalement les secteurs suivants : France – Production et Commercialisation pour (482) millions d'euros ; France – Activités régulées pour (212) millions d'euros et Royaume-Uni pour (128) millions d'euros. Les impacts estimés de la crise dans les autres secteurs opérationnels du Groupe au 30 juin 2020 sont moins matériels au regard de l'excédent brut d'exploitation du Groupe à cette date.

Il est à noter que l'impact sur l'excédent brut d'exploitation de l'adaptation du programme d'arrêts pour maintenance des centrales nucléaires en France ayant amené à une révision de l'estimation annuelle de production nucléaire reste limité sur ce premier semestre, le décalage et la prolongation de la durée des arrêts résultant de cette reprogrammation affectant principalement le second semestre.

Certaines estimations effectuées au mieux de la connaissance du Groupe au 30 juin pourront devoir être reconsidérées sur le second semestre, en fonction de la sortie de crise et plus généralement des conditions économiques et des mesures que le Groupe pourra prendre pour répondre aux enjeux de cette crise.

En conséquence, l'impact estimé de la crise sanitaire sur l'excédent brut d'exploitation sur le premier semestre 2020 n'est pas représentatif de l'impact probable sur le second semestre 2020.

Il est enfin à noter que le résultat financier a été fortement impacté par la baisse des marchés financiers au titre des variations de juste valeur des instruments financiers (voir note 12). Le résultat des titres mis en équivalence est également défavorablement affecté par les conséquences de la crise sanitaire dans les entités détenues par le Groupe.

Le Groupe a également été amené à enregistrer des pertes de valeur sur le premier semestre 2020, qui intègrent le cas échéant les effets de la crise mais n'en sont pas une conséquence directe (voir note 10).

2.1.1 Risque de liquidité

Le Groupe dispose au 30 juin 2020 d'une position de liquidité solide de 40,9 milliards d'euros (Trésorerie, équivalents de trésorerie et actifs financiers liquides disponibles à la vente, en valeur brute, et incluant des titres mis en pension, avec des opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre dans le contexte de la crise sanitaire) et de lignes de crédits bancaires non tirées de 10,9 milliards d'euros (voir notes 23.2.3 et 23.3).

2.1.2 Chiffre d'affaires et créances clients

Reconnaissance du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients. Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base. Des correctifs ont été apportés à ces statistiques afin de prendre en compte l'évolution de la répartition des consommations entre secteur résidentiel et secteur professionnel constatées notamment pendant les périodes de confinement sur ce premier semestre 2020.

Provision dépréciation des créances clients

Le Groupe déprécie ses créances clients en s'appuyant sur des matrices de provisionnement établies sur la base d'historiques de pertes de crédit (méthode simplifiée prévue par IFRS 9).

Malgré les mesures de soutien prises par les différents gouvernements et celles mises en place par le Groupe vis-à-vis de ses clients, la crise sanitaire devrait se traduire par une augmentation prévisible du montant des créances irrécouvrables. En conséquence, une augmentation des provisions pour dépréciation des créances clients est constatée au 30 juin 2020 en lien avec les conséquences de la crise, à hauteur de 144 millions d'euros au sein des autres charges et produits opérationnels du compte de résultat, dont 60 millions d'euros sur la France - Activités de production et de commercialisation, 23 millions d'euros sur la France - Activités Régulées, 39 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 17 millions d'euros sur la Belgique. Par ailleurs, il a été constaté une augmentation du risque de crédit sur le portefeuille d'EDF Trading, à hauteur de 35 millions d'euros, au sein du chiffre d'affaires (activité de *trading*).

Cette augmentation des provisions est en premier lieu liée à l'augmentation de l'assiette des créances en portefeuille au 30 juin 2020 sur lesquelles sont appliquées les matrices de provisionnement habituelles, en particulier sur le secteur Entreprises en France et Royaume-Uni. Par ailleurs, elle s'explique également par une adaptation des matrices de provisionnement, réalisée au travers de correctifs post modèles afin de prendre en compte la situation particulière induite par la crise sanitaire, non reflétée dans les modèles existants. Pour l'établissement de ces correctifs, des approches différenciées ont été mises en place, en fonction du pays et de la typologie de clients (résidentiels, et entreprises suivant leurs secteurs d'activité).

Sur la France, sur les clients Résidentiels, au 30 juin 2020, l'appréciation de l'augmentation du risque de crédit reste modérée à ce stade (la majeure partie du portefeuille étant en prélèvement automatique, sans constatation à ce stade d'augmentation de rejets de prélèvement ; des actions de soutien aux clients rencontrant des difficultés étant par ailleurs mises en place). Des correctifs ont toutefois été apportés, d'une part, au travers d'une augmentation des taux de provisionnement sur les créances échues des clients les plus à risque (notamment ceux qui auraient été éligibles à une coupure à fin mars 2020), et, d'autre part, au travers d'une augmentation du taux de provisionnement des créances non échues, en se basant sur les perspectives d'augmentation du taux de chômage en France en lien avec la crise sanitaire. Sur les clients Entreprises, sur le haut de portefeuille (grands clients), le suivi au cas par cas réalisé notamment en s'appuyant sur des notations financières externes, n'a pas révélé d'augmentation matérielle du risque de crédit. Sur le bas et milieu de portefeuille (TPE, PME), malgré les actions de soutien aux clients rencontrant des difficultés, il est constaté une augmentation des créances échues, amenant à une hausse des provisions pour dépréciation clients sur ce portefeuille et complétée par un correctif sur les matrices de provisionnement sur les secteurs d'activité jugés les plus à risque de ce portefeuille afin de refléter une hausse probable du taux de défaillance (en se basant notamment sur des prévisions macro-économiques externes, comme par exemple les publications des sociétés d'assurance-crédit de type Coface ou Euler Hermes).

Sur les activités régulées en France, l'augmentation des provisions traduit principalement le risque sur la part acheminement de la facture au client final.

Sur le Royaume-Uni, sur les clients Résidentiels, au 30 juin 2020, l'appréciation de l'augmentation du risque de crédit reste également modérée. Un correctif conduisant à une augmentation des provisions des créances client a toutefois été pris en compte. Il est basé sur une analyse prévisionnelle des recouvrements appréciée par rapport à la dégradation du recouvrement sur le 2^e trimestre 2020, et est par ailleurs cohérent avec les perspectives de hausse du taux de chômage au Royaume-Uni en lien avec la crise sanitaire. Sur les clients Entreprises, comme en France, il est constaté une hausse des créances échues, amenant à une hausse des provisions pour dépréciation clients sur ce portefeuille, qui a été complétée par un correctif sur les matrices de provisionnement sur les secteurs d'activité jugés les plus à risque de ce portefeuille afin de refléter une hausse probable du taux de défaillance (hausse jugée plus importante qu'en France).

Sur l'Italie, compte tenu des opérations de mobilisation de créances sans recours et des accords d'assurance-crédit mis en place, l'augmentation du risque de crédit est jugée faible.

Affacturation des créances client

Certaines entités du Groupe ont recours à des programmes de cessions de créances commerciales sans recours. Les cessionnaires des créances entrées dans le programme n'ont pas cherché à renégocier des clauses contractuelles qui remettraient en cause le caractère sans recours de ces contrats.

Contentieux ARENH – Force majeure

La crise sanitaire liée au Covid-19 et les mesures d'urgence prises par les pouvoirs publics à partir du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de la consommation d'électricité des clients non résidentiels qui affecte l'ensemble des acteurs du marché, dont EDF.

Confrontés à cette baisse de la consommation d'électricité, certains fournisseurs ont souhaité revenir sur leurs engagements contractuels et ont invoqué le bénéfice de la force majeure pour réduire les volumes qu'ils avaient achetés à EDF en novembre dernier dans le cadre du dispositif ARENH.

Confortant la position adoptée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) dans sa délibération du 26 mars dernier, le Conseil d'État avait rejeté le 17 avril le recours en référé déposé par deux associations de fournisseurs d'énergie, considérant qu'il n'était pas établi que les pertes subies par les fournisseurs concernés seraient « d'une ampleur telle qu'elles mettent en péril (...) leur survie à horizon de quelques mois » et que « ces pertes auraient un tel effet dans le délai nécessaire au juge compétent pour statuer sur les demandes dont il a été saisi ».

Par la suite, les 20, 26 et 27 mai 2020, le Tribunal de Commerce de Paris statuant en référé, a considéré que, s'agissant des contrats ARENH conclus avec Alpiq, Gazel et Total Direct Energie, les conditions de la force majeure étaient réunies depuis les mesures d'urgence prises par les pouvoirs publics, ce qui entraîne la suspension des contrats ARENH de ces fournisseurs. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés pour Total Direct Energie et Gazel. Concernant Alpiq, le contentieux est éteint. Ces décisions ont été rendues dans le cadre d'une procédure d'urgence, à titre provisoire, seule une procédure au fond permettra d'établir définitivement le bien fondé des positions respectives des parties.

Le 2 juin 2020¹, EDF a notifié la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et Total Direct Energie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette décision est prise à titre conservatoire afin de préserver les droits d'EDF.

Cette résiliation a été contestée par Total Direct Energie et Gazel devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1^{er} juillet 2020 pour Total Direct Energie et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF. EDF a fait appel de cette ordonnance.

Dans l'intervalle, les trois fournisseurs ayant notifié mi-juin à EDF la levée de la force majeure, les livraisons ont donc repris.

La suspension des livraisons à ces trois fournisseurs pendant environ 15 jours (entre l'ordonnance prise par le Tribunal statuant en référé et la notification de la levée force majeure par les fournisseurs) représente un manque à gagner pour EDF évalué à quelques dizaines de millions d'euros dans les comptes au 30 juin 2020 (lié à l'effet prix sur les volumes vendus au prix de marché à cette période plutôt qu'au prix de l'ARENH).

2.1.3 Immobilisations corporelles

La crise sanitaire a eu un effet globalement modéré à l'échelle du Groupe s'agissant du niveau des investissements corporels et incorporels bruts sur le premier semestre 2020. Ceux-ci se sont élevés à 6 749 millions d'euros au 30 juin 2020 (voir Informations Sectorielles en note 5) pour un niveau de 6 987 millions d'euros au 30 juin 2019, soit une diminution de 238 millions d'euros. Au sein de ces montants d'investissements, la production stockée et immobilisées au 30 juin 2020 s'élève à 3 633 millions d'euros (nettoyée dans la rubrique autres consommations externes du compte de résultat) contre 3 722 millions d'euros au 30 juin 2019.

Les effets liés à la crise sont en revanche très contrastés selon les entités du Groupe.

En effet, dans le cadre de la mise en place du confinement et des mesures barrière, qui ont été différenciés selon les Etats et régions, des chantiers ont été arrêtés et reportés, d'autres ont été maintenus mais ralentis et allongés, avec une reprise variable en rythme et en intensité, en fonction des domaines d'activités et des pays dans lequel le Groupe intervient, par ailleurs certains travaux, notamment d'ingénierie, ont pu être conduits à distance.

D'autre part, les nouvelles mesures sanitaires mises en place ont pu engendrer des coûts additionnels, principalement liés à la réalisation d'activités complémentaires de protection, ainsi qu'à une tension sur les ressources externes dans certains métiers, et à l'allongement de la durée de réalisation de certaines opérations (respect des gestes barrière, limitation des effectifs sur site...). Les coûts supplémentaires directement attribuables au maintien des chantiers et à l'achèvement des différents actifs ont été immobilisés conformément à IAS 16. Il

¹ Cf. communiqué de presse du 2 juin 2020 : EDF a notifié à trois fournisseurs d'énergie la résiliation de leur contrat ARENH.

n'a pas été identifié au 30 juin 2020 d'effet significatif de sous-activité susceptible d'avoir été capitalisé. Les frais de démobilisation puis de remobilisation associés aux chantiers arrêtés et reportés sont constatés en charges.

S'agissant du secteur opérationnel France – Production et Commercialisation, la diminution des investissements bruts entre les deux semestres est de 255 millions d'euros (voir note 5), notamment sous l'effet des conséquences de la crise sanitaire :

- le parc nucléaire en exploitation a connu des décalages d'arrêts de tranche, mais a contrario un allongement des durées d'arrêt, ce qui sera néanmoins surtout visible sur le second semestre, comme mentionné plus haut en note 2.1 ;
- les chantiers hydrauliques ont été arrêtés sauf contrainte de sûreté ou de sécurité (ou finalisation de chantiers indispensables) à partir du 17 mars 2020. Ils ont repris à partir de mi-avril pour revenir à un rythme quasi normal depuis la fin mai ;
- une majorité des travaux des travaux d'ingénierie nucléaire a pu être conduite à distance ;
- du fait d'un *cluster* Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement. Les travaux sur site dans le cadre du projet Flamanville 3 ont progressivement repris depuis le 4 mai 2020 (voir note 16).

Enedis (secteur opérationnel France – Activités régulées) a connu un arrêt pendant le confinement de la plupart des chantiers de raccordement, modification d'ouvrages, et de façon générale des chantiers de travaux sur le réseau, ainsi qu'un arrêt des activités de pose des compteurs Linky. Le rythme de reprise depuis le 11 mai 2020 a permis un rattrapage partiel en particulier sur la pose des compteurs Linky. Au final sous ces effets le niveau des investissements bruts du segment France – Activités Régulées, intégrant également Electricité de Strasbourg et les activités insulaires, diminue de 386 millions d'euros entre les deux semestres.

Au Royaume-Uni, le chantier Hinkley Point C a connu un ralentissement en avril 2020 du fait d'une diminution des intervenants sur site, sur un projet par ailleurs en fort développement. Au final le niveau des investissements bruts d'EDF Energy augmente de 121 millions d'euros entre les deux semestres.

Les activités d'EDF Renouvelables ont quant à elles connu une augmentation de leurs investissements bruts par rapport au semestre précédent à hauteur de 287 millions d'euros, tirés notamment par des projets en Amérique du Nord.

Par ailleurs, le Groupe inclut dans la valeur des immobilisations les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ». Lorsque le développement d'un actif est arrêté sur une période longue, la capitalisation des intérêts doit être suspendue. Tel a été le cas pour le chantier de l'EPR de Flamanville pour lequel la capitalisation des intérêts a été suspendue entre le 16 mars et le 30 juin 2020. Au 30 juin 2020, il en résulte une augmentation des charges financières de 120 millions d'euros.

2.1.4 Provisions

Règlement des écarts financiers lié au mécanisme des capacités

Compte tenu de la revue significative à la baisse de l'estimation de production d'électricité d'origine nucléaire en France pour 2020, et au vu des résultats de la dernière enchère de capacité du 25 juin 2020, EDF, en tant qu'exploitant d'installations de production d'électricité, considère probable d'être appelé au règlement financier des écarts au titre de l'année de livraison 2020 et a donc provisionné 137 millions d'euros à ce titre au 30 juin 2020 (se référer à la note 1.3.7 de l'annexe au 31 décembre 2019 pour le fonctionnement du mécanisme de capacité en France).

Provisions pour contrats onéreux

Le Groupe a mis à jour ses provisions pour contrats onéreux (principalement contrats d'achats de gaz et certains contrats clients) notamment pour prendre en compte l'évolution des scénarios de prix de marché (voir notes 7 et 22.4.1). Aucun nouveau contrat onéreux n'a été identifié.

Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement

A partir du 16 mars 2020, les chantiers en cours de déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement ont été mis à l'arrêt. Sur les sites, seules les activités réglementaires obligatoires (surveillance de l'environnement, sûreté

et sécurité des sites) ont été maintenues. La phase de reprise progressive des activités déconstruction est en cours depuis le 11 mai 2020.

Le report temporaire de certaines activités de déconstruction sur site n'a pas nécessité de mise à jour des devis et provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en démantèlement au 30 juin 2020.

2.1.5 Mesures de soutien de l'Etat

En raison de la crise sanitaire, certaines entités du Groupe en France ont dû stopper ou ralentir leurs activités et ont eu recours au dispositif du chômage partiel mis en place par l'Etat. Les indemnisations perçues ou à percevoir ont été reconnues en minoration des charges de personnel pour un montant de 18 millions d'euros au 30 juin 2020.

Dans le contexte de crise sanitaire, certains États ont mis en place des mesures de report de paiement d'impôts ou de taxes. EDF Energy notamment a fait usage de ces mesures en procédant à un report de paiement de mensualités de TVA pour un montant de l'ordre de 117 millions de livres sterling au 30 juin 2020.

2.1.6 Instruments financiers

Juste valeur des instruments financiers - Valorisation

La volatilité des marchés financiers et de commodités dans le contexte de crise sanitaire et de ralentissement de l'économie est prise en compte dans les instruments financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres ou par résultat (en particulier sur le résultat financier pour les variations de juste valeur au titre des actifs dédiés – voir note 12.2).

Dans ce contexte, les méthodes de valorisation n'ont pas fait l'objet d'évolution significative (pas d'augmentation particulière d'instruments financiers valorisés suivant le niveau 3 (données non observables)).

Instruments financiers dérivés – « *Own use* » et Relations de couverture

Compte tenu de la crise sanitaire et de la baisse de la demande en électricité et gaz, le Groupe n'a pas identifié, sur les contrats d'achats et de ventes à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, de situations qui pourraient être assimilées à un « règlement net » au sens d'IFRS, pouvant remettre en cause l'exclusion de ces contrats du champ d'application de la norme IFRS 9.

De même, concernant les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sur les flux hautement probables, le Groupe n'a pas identifié de situations amenant à arrêter la comptabilité de couverture, ou à constater une inefficacité accrue au titre des relations de couverture.

2.1.7 Autres éléments des actifs, passifs, charges et produits

Au-delà des éléments mentionnés dans les paragraphes précédents, la crise sanitaire n'a pas mis en évidence d'autres recours spécifiques à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, et des produits et charges de l'exercice (autres que ceux décrits dans la note 1.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2019).

2.2 IFRS 5 - PROJET DE CESSION DE L'ACTIVITE E&P D'EDISON

Edison Exploration et Production gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison et du Groupe dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international.

Le 4 juillet 2019, Edison a annoncé la signature de l'accord avec la société Energean Oil and Gas portant sur la cession de 100 % d'Edison E&P. En conséquence, le groupe EDF avait qualifié la cession de son activité E&P d'activité abandonnée au sens d'IFRS 5 dans ses comptes au 31 décembre 2019 (voir note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2019).

Le 23 décembre 2019, Edison a communiqué que l'opération de cession à Energean restait en attente d'obtention des autorisations gouvernementales pour ce qui concerne les actifs E&P localisés en Algérie.

Suite au refus des autorités algériennes d'autoriser la transaction relative à ces actifs, le Conseil d'administration d'Edison du 2 avril 2020, a approuvé la signature d'un amendement à l'accord de cession excluant du périmètre de l'accord du 4 juillet 2019 les actifs E&P localisés en Algérie.

Suite à l'annonce faite par Energean le 19 mai 2020 de mettre fin à la cession projetée de l'activité E&P norvégienne d'Edison à Neptune Energy, un second amendement à l'accord a été signé le 28 juin 2020, excluant du périmètre de la transaction la filiale norvégienne.

Dans ce contexte, les actifs E&P de l'Algérie et de la Norvège restent détenus par Edison.

Ces développements ont entraîné une modification du prix de cession, basé sur une valeur d'entreprise qui s'établit désormais à 284 millions de dollars (750 millions de dollars dans l'accord initial), avec un versement supplémentaire maximum de 100 millions de dollars à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie, basé sur le prix du gaz (PSV) au moment de la première livraison.

Edison confirme l'objectif de finaliser la transaction avec Energean Oil and Gas dans l'année. Le processus d'acquisition a par ailleurs été approuvé par l'assemblée générale extraordinaire d'Energean le 20 juillet 2020.

2.2.1 Présentation dans les comptes consolidés de l'activité E&P d'Edison

Dans ce nouveau contexte et en application d'IFRS 5, les montants des actifs et passifs relatifs à l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège, arrêtés au 30 juin 2020, sont présentés dans les postes du bilan consolidé en tant qu'activités poursuivies. Le résultat net ainsi que la variation nette de trésorerie relatifs à l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège sont présentés dans la ligne « résultat net des activités poursuivies » et respectivement ventilés dans les différentes lignes du tableau de flux de trésorerie pour les périodes publiées pour le premier semestre 2020 ainsi que pour le comparatif au 30 juin 2019.

Le résultat net des activités en cours de cession ainsi que la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession, correspondant à l'activité E&P hors Algérie et Norvège et dont la finalisation de la cession doit intervenir d'ici fin 2020, sont maintenues sur une ligne distincte du compte de résultat et du tableau de flux de trésorerie pour les périodes publiées. Au 30 juin 2020, les actifs et passifs des activités en cours de cession n'incluent donc plus l'activité E&P de l'Algérie et de la Norvège et font l'objet d'une présentation en note 25.

Les effets dans ce nouveau contexte sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 au 30 juin 2019 sont présentés ci-dessous.

Sur la base de la valeur nette consolidée de l'activité E&P en cours de cession (hors Algérie et Norvège) au 30 juin 2020 et de la nouvelle estimation du prix de cession, une perte de valeur d'un montant de (128) millions d'euros a été constatée sur le semestre (voir note 14), intégrée sur la ligne « résultat net des activités en cours de cession ».

2.2.2 Impacts sur le compte de résultat 2019

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2019 publié	Ajustement IFRS 5	S1 2019 retraité
Chiffre d'affaires	36 469	15	36 484
Achats de combustible et d'énergie	(17 951)	-	(17 951)
Autres consommations externes	(3 655)	(3)	(3 658)
Charges de personnel	(6 963)	(2)	(6 965)
Impôts et taxes	(2 810)	-	(2 810)
Autres produits et charges opérationnels	3 256	4	3 260
Excédent brut d'exploitation	8 346	14	8 360
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	350	-	350
Dotations aux amortissements ⁽¹⁾	(4 830)	(9)	(4 839)
(Pertes de valeur)/reprises	(45)	-	(45)
Autres produits et charges d'exploitation	(149)	-	(149)
Résultat d'exploitation	3 672	5	3 677
Coût de l'endettement financier brut	(925)	-	(925)
Effet de l'actualisation	(1 801)	-	(1 801)
Autres produits et charges financiers	2 596	(1)	2 595
Résultat financier	(130)	(1)	(131)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 542	4	3 546
Impôts sur les résultats	(1 020)	3	(1 017)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	352	-	352
Résultat net des activités en cours de cession	(410)	(7)	(417)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	2 464	-	2 464
Dont résultat net - part du Groupe	2 498	-	2 498
Résultat net des activités poursuivies- part du Groupe	2 898	7	2 905
Résultat net des activités en cours de cession - part du Groupe	(400)	(7)	(407)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(34)	-	(34)
Activités poursuivies	(24)	-	(24)
Activités en cours de cession	(10)	-	(10)

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

2.2.3 Impacts sur le tableau de flux de trésorerie 2019

(en millions d'euros)	S1 2019 publié	Ajustement IFRS 5	S1 2019 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 168	-	3 168
Résultat en cours de cession	(374)	(3)	(377)
Résultat avant impôts	3 542	3	3 545
Pertes de valeur / (reprises)	45	-	45
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	3 169	14	3 183
Produits et charges financiers	312	(1)	311
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	88	-	88
Plus ou moins-values de cession	(6)	-	(6)
Variation du besoin en fonds de roulement	1 050	26	1 076
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	8 200	42	8 242
Frais financiers nets décaissés	(606)	(2)	(608)
Impôts sur le résultat payés	259	-	259
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies	7 853	40	7 893
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession	129	(40)	89
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	7 982	-	7 982
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise	(282)	-	(282)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	217	-	217
Investissements incorporels et corporels	(7 537)	(40)	(7 577)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	41	-	41
Variations d'actifs financiers	1 799	-	1 799
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies	(5 762)	(40)	(5 802)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession	(69)	40	(29)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(5 831)	-	(5 831)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	420	-	420
Dividendes versés par EDF	(31)	-	(31)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(80)	-	(80)
Achats/ventes d'actions propres	(16)	-	(16)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	293	-	293
Émissions d'emprunts	2 521	-	2 521
Remboursements d'emprunts	(3 778)	-	(3 778)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(334)	-	(334)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	68	-	68
Subventions d'investissement reçues	141	-	141
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	(1 382)	-	(1 382)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies	(1 089)	-	(1 089)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession	(61)	-	(61)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 150)	-	(1 150)
Flux de trésorerie des activités poursuivies	1 002	-	1 002
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	(1)	-	(1)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 001	-	1 001
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	3 290	-	3 290
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 001	-	1 001
Incidence des variations de change	(49)	-	(49)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	8	-	8
Incidence des reclassements	95	-	95
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	4 345	-	4 345

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

En complément des conséquences de la crise sanitaire Covid-19 et du projet de cession de l'activité E&P d'Edison présentées en note 2, les autres principaux événements et transactions significatifs de 2020 sont les suivants :

3.1 DÉVELOPPEMENTS DANS LE NUCLÉAIRE

3.1.1 Sizewell C

EDF et CGN ont signé en septembre 2016, en même temps que les contrats relatifs à HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C en Angleterre, dans le Suffolk, concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,2 GW, pouvant alimenter environ 6 millions de foyers et permettant d'éviter le rejet dans l'atmosphère de près de 9 millions de tonnes de CO₂ par année d'exploitation.

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. Après la décision finale d'investissement, le projet n'a plus vocation à être contrôlé par EDF.

Le développement du projet repose sur une stratégie de réplique du projet HPC. Le projet Sizewell C s'appuiera ainsi sur une technologie EPR et devrait aussi bénéficier du retour d'expérience de HPC et d'une chaîne logistique mature au Royaume-Uni, lui permettant ainsi de réduire les coûts de construction et les risques du projet.

Le modèle de financement du projet est en discussion avec le gouvernement anglais. Il reposerait sur un modèle de Base d'Actifs Régulés (BAR). À cet égard, les conclusions de la consultation lancée par le gouvernement britannique afin de recueillir l'avis des parties prenantes sur le modèle envisagé pour les projets de Nouveau Nucléaire, close le 14 octobre 2019, devraient être publiées prochainement.

Le Planning Inspectorate (l'Inspection britannique de l'urbanisme) a formellement accepté, le 24 juin 2020, d'examiner la demande d'autorisation de construction déposée pour Sizewell C. L'instruction du dossier prendra entre 15 et 18 mois.

Le 30 juin 2020, Sizewell C a par ailleurs franchi une autre étape importante en déposant auprès du régulateur britannique, l'Office for Nuclear Regulation (ONR), une demande de permis de site nucléaire (*Nuclear site licence*) afin de construire et d'exploiter la nouvelle centrale. Pour cette demande, la durée d'instruction devrait être comparable à celle concernant la demande d'autorisation de construction.

La décision finale d'investissement est envisagée pour fin 2021 – début 2022. La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C et à participer au financement de ce projet au-delà de la phase de développement dépendra de la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté et de l'existence suffisante d'investisseurs et de financeurs participant au projet, lesquels ne sont pas assurés à ce jour.

3.2 ÉNERGIES RENOUVELABLES

3.2.1 EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer de Fécamp

Le 2 juin 2020, EDF Renouvelables, Enbridge, entreprise d'infrastructure énergétique de premier plan en Amérique du Nord et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, annoncent le lancement du chantier du parc éolien en mer de Fécamp. Cette annonce fait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 500 MW, le parc éolien en mer de Fécamp sera composé de 71 éoliennes localisées entre 13 et 22 km au large des côtes. Sa mise en service est prévue à l'horizon 2023. Il produira alors l'équivalent de la consommation annuelle en électricité de 770 000 personnes, soit plus de 60 % des habitants de Seine-Maritime.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à 2 milliards d'euros. La majorité sera financée par une dette sans recours pour le projet. Le parc éolien en mer de Fécamp bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'Etat en juin 2018.

Le consortium a signé les contrats de fourniture des matériels requis avec des prestataires de premier rang, parmi lesquels :

- **Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE)** pour les 71 turbines éoliennes ;
- **Bouygues Construction, avec Saipem et Boskalis** pour leurs fondations ;
- **Chantiers de l'Atlantique, avec GE Grid Solutions et SDI** pour la sous-station électrique en mer.

RTE est responsable du raccordement du parc, depuis la sous-station jusqu'à la côte puis au réseau électrique normand et a démarré ses travaux à terre dès le mois de juin.

Chacun des actionnaires du projet bénéficie d'une grande expérience dans le domaine de l'éolien en mer et dans la conduite de projets industriels d'envergure :

- **EDF Renouvelables** qui détient 35 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, apporte son savoir-faire en matière de développement, de construction et d'exploitation de projets d'énergies renouvelables, notamment dans le secteur de l'éolien en mer.
- **Enbridge Inc.** qui détient 35 % du projet à travers la société Eolien Maritime France, est une entreprise nord-américaine figurant parmi les leaders du secteur des infrastructures énergétiques.
- **wpd offshore** qui détient 30 % du projet, figure parmi les pionniers et les leaders de l'éolien en mer.

La société projet est consolidée par mise en équivalence dans les comptes du Groupe (voir note 17).

3.2.2 Les groupes EDF et CEI, partenaires pour construire et exploiter des projets éoliens en mer en Chine

Le 2 juin 2020, EDF et China Energy Investment Corporation (CEI) ont annoncé avoir franchi une nouvelle étape dans leur partenariat industriel à travers la clôture financière des accords de joint-venture relatifs aux projets Dongtai IV et V. La nouvelle société commune construit et exploite désormais des projets éoliens en mer d'une capacité totale de 502 MW, situés au large de la province du Jiangsu au nord de Shanghai, en Chine.

L'accord porte sur Dongtai IV, un parc éolien en mer de 302 MW, mis en service en décembre 2019, et sur Dongtai V, un projet de 200 MW en cours de construction et dont la mise en service est prévue en 2021. Conjointement, les deux partenaires poursuivent la construction du projet éolien en mer de Dongtai V et réaliseront les activités d'exploitation et de maintenance des deux parcs. Les projets de Dongtai IV et V sont les premiers projets éoliens en mer du groupe EDF en Chine.

Le Groupe a pris une participation de 37,5 % dans la co-entreprise, *via* ses filiales EDF Renouvelables et EDF (China) Holding Ltd., tandis que le groupe CEI a conservé le reste du capital par l'intermédiaire de ses filiales Shenhua Renewable et Shenhua Clean Energy Holdings. La création de cette joint-venture et la clôture financière font suite à l'accord de coopération, signé le 25 mars 2019, entre les présidents d'EDF et de CEI, en présence des chefs d'État français et chinois.

La joint-venture est consolidée par mise en équivalence dans les comptes du Groupe (voir note 17).

3.3 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2019

3.3.1 Projet EPR de Flamanville 3

Le 11 avril 2019, EDF¹ a annoncé prendre connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture² de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.

¹ Cf. communiqué de presse du 11 avril 2019.

² « L'exclusion de rupture » est un très haut standard de qualité qui va au-delà de la réglementation ESPN. Elle implique un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service de certains matériels. Ce renforcement doit être suffisant pour considérer que la rupture de ces matériels est extrêmement improbable. Ce standard permet de ne pas étudier intégralement les conséquences d'une rupture de ces tuyauteries dans la démonstration de sûreté de l'installation.

L'ASN avait en effet réuni le 9 avril 2019 le Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) dans le cadre de son instruction de ces écarts :

- EDF avait remis à l'ASN le 3 décembre 2018 un dossier technique sur les modalités de réparation et de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal qui présentaient des écarts vis-à-vis de l'exigence d'exclusion de rupture ainsi que sur la démarche de justification spécifique pour les 8 soudures dites de traversées de l'enceinte du bâtiment réacteur ;
- ce dossier a fait l'objet d'une instruction par l'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN ;
- c'est sur cette base que les discussions ont été menées en réunion du GP ESPN, en présence d'EDF qui a présenté l'historique des faits, leur analyse et les modalités de traitement des écarts. EDF s'est attachée à répondre à toutes les questions du Groupe Permanent pour l'instruction technique de ce dossier.

EDF a alors indiqué que les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction et que le Groupe poursuivrait ses échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) qui devait se prononcer quelques semaines plus tard sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.

En conséquence le Groupe avait indiqué qu'un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville serait effectué après la publication de l'avis de l'ASN.

Le 20 juin 2019¹, EDF prend connaissance de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville.

Dans ce courrier, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) demandait à EDF de reprendre les huit soudures de traversées de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel d'exclusion de rupture.

Le 26 juillet 2019², EDF a annoncé que trois scénarios de remise à niveau des soudures de traversée étaient à l'étude et qu'après instruction détaillée des trois scénarios et échanges avec l'ASN, le Groupe communiquerait dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût. Le Groupe a alors indiqué que la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis le 4 octobre à EDF³ une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios.

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli.

Au vu de cette stratégie de reprise des soudures de traversées, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 octobre 2019, a approuvé la poursuite du chantier de l'EPR de Flamanville.

Dans ce contexte, le Groupe a été amené à ajuster le calendrier et l'estimation du coût de construction de l'EPR de Flamanville.

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros⁴ soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros. Ces coûts supplémentaires seront comptabilisés pour l'essentiel en résultat d'exploitation⁵ et non en immobilisation. Ces coûts affecteront les années 2020, 2021 et 2022. Pour 2020, l'impact sur le résultat net part du Groupe est estimé, toutes choses égales par ailleurs, à (0,4) milliard d'euros (voir note 11).

Sur le site, le processus de remise à niveau des 58 soudures situées sur le circuit secondaire présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit.

En parallèle, la deuxième phase des essais dits « à chaud » a débuté le 21 septembre 2019 et s'est achevée le 17 février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

¹ Cf. communiqué de presse du 20 juin 2019.

² Cf. communiqué de presse du 26 juillet 2019.

³ Cf. communiqué de presse du 9 octobre 2019.

⁴ En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

⁵ Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise.

3.3.2 Hinkley Point C

En juin 2019, le projet HPC a atteint le jalon J-0 (soit l'achèvement du radier de l'îlot nucléaire de l'unité n° 1) conformément au planning annoncé en septembre 2016.

Les conclusions de la revue du projet menée en 2019 étaient les suivantes :

- le prochain jalon, correspondant à l'achèvement du radier de l'unité n° 2 en juin 2020 comme annoncé précédemment, est confirmé ;
- le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 communiqué précédemment (15 et 9 mois respectivement) s'est accentué¹ ;
- les coûts à terminaison du projet² sont désormais estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 milliards de livres sterling 2015³ par rapport aux évaluations précédentes. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs.

Les surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles, ayant rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels, et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre du design fonctionnel d'une tête de série adaptée au contexte réglementaire britannique.

Conformément aux termes du Contrat pour Différence, cette nouvelle estimation des coûts à terminaison n'a d'impact financier ni pour les consommateurs ni pour les contribuables britanniques. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé entre 7,6 % et 7,8 %⁴.

Le *management* du projet reste mobilisé sur l'objectif du début de production d'électricité par l'unité n° 1 fin 2025. À ce titre sont mis en œuvre, sous l'autorité de la direction de programme, des plans d'action opérationnels impliquant les équipes d'ingénierie du groupe EDF en Grande-Bretagne et en France, les constructeurs des bâtiments et des ouvrages annexes, et les fournisseurs d'équipements et de systèmes dans l'ensemble de la chaîne de fourniture.

3.3.3 Energies renouvelables : lancement du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe avec ESB (2^e semestre 2019)

Le 28 novembre 2019 le groupe EDF a annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG) ainsi que le partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB qui prend une participation de 50 % dans ce projet, acquis en mai 2018 auprès de Mainstream Renewable Power (voir note 5.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2018). ESB exerce ses activités sur le marché irlandais de l'électricité, de la production jusqu'à la fourniture en passant par la distribution auprès d'une clientèle présente sur l'ensemble de la Grande-Bretagne. En 2017, ESB a ouvert un bureau en Écosse et y développe des projets d'énergies renouvelables, notamment éoliens terrestres et en mer.

Le futur parc éolien en mer de 450 MW s'intègre dans la stratégie de développement d'EDF dans l'éolien *offshore* et conforte sa position dans la production d'énergie décarbonée au Royaume-Uni, pays où le Groupe est déjà fortement implanté aussi bien dans le nucléaire que dans les renouvelables.

Composé de 54 turbines, Neart na Gaoithe⁵ sera situé en mer du Nord à environ 15 km de la côte de Fife au sud-est de l'Écosse. À pleine capacité, ce parc éolien en mer générera l'équivalent de l'alimentation électrique annuelle de 375 000 foyers, soit 4 % de l'électricité consommée en Écosse. Ce projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, bénéficie d'un « Contract for Difference » (CfD) d'une durée de 15 ans au tarif de 114,39 £/MWh en livres sterling 2012, ainsi que des accords de raccordement au réseau.

La fabrication des composants à terre est désormais lancée. La mise en service du parc est prévue en 2023.

Cette transaction, réalisée le 4 décembre 2019, explique pour une large part le montant des plus-values de cession d'actifs de production réalisées par EDF Renouvelables en 2019 (montant total de 560 millions d'euros en autres produits et charges opérationnelles contre 192 millions d'euros en 2018) et a contribué à une diminution de

¹ Ce risque de report induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse le TRI pour EDF serait diminué d'environ 0,3 %.

² En livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euros.

³ Coûts additionnels nets des plans d'actions.

⁴ Taux de rentabilité prévisionnel d'EDF calculé sur la base d'un taux de change de 1 livre sterling = 1,15 €, et incluant le mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts liés à des dépassements de budget ou à des retards en place entre les actionnaires.

⁵ Neart na Gaoithe en gaélique signifie « Strength of the Wind » (Puissance du vent).

l'endettement net financier du groupe EDF à hauteur de 1,2 milliard d'euros, compte tenu de l'effet désendettement lié à la perte de contrôle de NnG.

Au terme de cette opération, la participation de 50 % dans NnG, réévaluée à la juste valeur, est consolidée par mise en équivalence.

3.4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

Les évolutions présentées ci-dessous doivent être lues de façon conjointe avec les évolutions réglementaires présentées en note 4 des états financiers consolidés au 31 décembre 2019.

3.4.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

Cette note doit être lue en complément de la note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2019.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (« PPE ») s'inscrit dans le cadre de la politique énergétique et climatique de la France.

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, publiée au Journal officiel le 23 avril. Les évolutions par rapport aux projets de PPE publiés le 25 janvier 2019 puis le 20 janvier 2020 ont essentiellement porté sur les énergies renouvelables. La PPE fixe l'objectif de doubler la capacité installée des énergies renouvelables électriques en 2028 par rapport à 2017 et d'augmenter les capacités d'éolien en mer avec 6 nouveaux appels d'offres sur la première période de la PPE. La stratégie d'EDF s'inscrit pleinement dans cette ambition.

Concernant la réduction de la production d'électricité nucléaire, outre la fermeture sur le premier semestre 2020 des deux réacteurs de Fessenheim, douze réacteurs devront être fermés d'ici 2035. Ces réacteurs seront arrêtés à l'échéance de leur 5^e visite décennale, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront par anticipation en 2027 et 2028 (deux autres réacteurs pourraient être également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site. A la demande du Gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre.

L'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à réestimer les provisions nucléaires au 30 juin 2020 en prenant en compte différents scénarios de fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs, ce qui s'est traduit par une hausse de 38 millions d'euros des provisions nucléaires (principalement sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation) (voir note 22.2.1)

En ce qui concerne la centrale de Fessenheim, la mise à l'arrêt a été réalisée, pour le premier réacteur le 22 février 2020 et le second le 30 juin 2020, conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 qui abroge l'autorisation d'exploiter la centrale (voir note 8).

Consultation publique sur la régulation du nucléaire existant

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le Gouvernement a lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement. Ce projet de régulation, qui remplacerait l'ARENH, imposerait à EDF d'assurer au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, de manière transparente et non discriminatoire, un service d'intérêt économique général (SIEG) portant sur la protection du consommateur et du climat.

Ce SIEG s'appuierait sur une régulation économique du parc nucléaire existant pour concilier et contribuer aux objectifs suivants :

- protéger dans la durée l'ensemble des consommateurs établis sur le territoire français en leur permettant de bénéficier, quel que soit leur fournisseur et pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer ;
- atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixée, ainsi que les objectifs de sécurité

d'approvisionnement et d'indépendance énergétique, par la préservation de l'approvisionnement électrique décarboné de la France et plus largement de l'Europe, en sécurisant le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes, nécessaires à cet approvisionnement.

Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

Dans ce contexte, la ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont confié à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Le 7 juillet 2020, lors d'une audition devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, le président de la CRE Jean-François Carencu a indiqué que la CRE, avait rendu au Gouvernement son rapport sur le coût du nucléaire en France. La CRE a également présenté les conclusions de son rapport devant la Direction générale de la Concurrence de la Commission Européenne le 16 juillet 2020.

3.4.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus)

Modification du cadre législatif et réglementaire

La loi énergie et climat du 8 novembre 2019 qui organise la fin partielle des TRV pour les clients non résidentiels, de même que les arrêtés associés, sont présentés dans la note 4 des comptes consolidés au 31 décembre 2019.

Le début d'année 2020 a été marqué par la mise en œuvre des textes de loi, en particulier en termes :

- d'identification de l'éligibilité ou non des clients au TRV ;
- de la mise à dispositions de données auprès des autres fournisseurs ; et
- d'informations auprès des clients non éligibles sur la date de fin de leur contrat au TRV et leur obligation de signer auprès du fournisseur de leur choix une offre de marché prenant effet au plus tard le 1^{er} janvier 2021. A défaut, ils basculeront automatiquement dans une offre de marché validée par la CRE chez leur fournisseur actuel.

Mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la Commission de Régulation de l'Énergie est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 16 janvier 2020, la CRE a proposé une augmentation des TRV Bleu Résidentiels et Non Résidentiels de 2,4 % TTC (soit une hausse de 3,0 % HT pour les TRV Bleu Résidentiels et de 3,1 % HT pour les TRV Bleu Non Résidentiels). Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, du niveau d'écêtement de l'ARENH pour l'année 2020, de l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en Certificats d'Économie d'Énergie, et enfin du rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRV constaté pendant l'année 2019, lié notamment à l'entrée en vigueur au 1^{er} juin 2019 de la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 29 janvier 2020, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2020 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2020.

Par ailleurs, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2020 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé, dans sa délibération du 2 juillet 2020 et publiée le 10 juillet 2020, une augmentation de 1,82 % HT (soit 1,54 % TTC) des tarifs bleus résidentiels et de 1,81 % HT (soit 1,58 % TTC) des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition intègre par ailleurs le rattrapage déjà décidé dans le tarif mis en œuvre en février 2020. La CRE propose que cette évolution s'applique à compter du 1^{er} août 2020.

3.4.3 Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1^{er} août 2017.

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1^{er} août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT », cette décision intègre entre autres facteurs la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018. La méthodologie d'élaboration, la trajectoire de charges d'exploitation, les principes de régulation incitative, le cadre de régulation applicables à Linky n'étaient pas concernés par cette délibération.

TURPE 5 Transport

Le 6 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1^{er} août 2019, faisant suite à la hausse de 3 % intervenue au 1^{er} août 2018. La grille tarifaire a évolué de + 2,16 % en moyenne au 1^{er} août 2019, dont + 1,61 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 0,55 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

Le 14 mai 2020, en application du cadre tarifaire défini pour la période 2017-2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1^{er} août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une diminution de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

TURPE 5 bis Distribution

Le 25 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du TURPE HTA-BT au 1^{er} août 2019. L'évolution moyenne des grilles tarifaires a été de + 3,04 % au 1^{er} août 2019, dont + 1,61 % au titre de l'inflation, + 1,45 % au titre de l'apurement du CRCP et - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1^{er} août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

Commissionnement fournisseur

A la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une délibération le 18 janvier 2018, reprenant les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle que ces derniers effectuent pour leur compte auprès des clients en contrat unique.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé. Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par Engie concernant la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil Constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est toujours en cours.

3.4.4 Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le cadre légal et réglementaire du mécanisme de compensation des charges de services public de l'énergie est décrit dans la note 4.4 des comptes consolidés au 31 décembre 2019.

Charges de service public d'EDF

Créance financière

La créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement, qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance en 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017, EDF perçoit 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

Au premier semestre 2020, l'État a versé à EDF 264 millions d'euros au titre du principal de la créance financière. Ce montant représente 40 % du montant de 660 millions d'euros dû par l'État en 2020, soit le niveau minimum qu'il doit rembourser au premier semestre conformément aux engagements pris. Au 30 juin 2020, le principal de la créance financière en attente de remboursement s'élève à 396 millions d'euros.

Créance d'exploitation

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre du premier semestre 2020 s'élève à 4 445 millions d'euros.

Les montants encaissés entre le 1^{er} janvier et le 30 juin 2020 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 3 749 millions d'euros (dont 2 470 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 1 279 millions d'euros au titre du Budget Général).

Sur la base d'une créance de 1 647 millions d'euros au 31 décembre 2019, la créance d'exploitation au 30 juin 2020 s'élève ainsi encore à 2 346 millions d'euros (voir note 20) que l'État doit à EDF. Un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances initiale 2020 votée fin 2019, loi qui prévoit la suppression du CAS dès 2021.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des Charges de Service Public de l'Énergie, la CRE a publié le 17 juillet 2020 sa délibération n° 2020-177 du 15 juillet 2020 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2021 (8 104 millions d'euros), la réprévision des charges au titre de 2020 (8 122 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2019 (7 585 millions d'euros).

3.4.5 Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Les Prix de Référence Marché pour 2017, 2018, 2019 et 2020 se sont respectivement établis à 10,00 €/kW, 9,34 €/kW, 17,37 €/kW et 19,46 €/kW.

Pour l'année de livraison 2021, les trois sessions de marché 2020 ont révélé par ordre chronologique les prix suivants : 19,50 €/kW, 19,22 €/kW, 47,40 €/kW.

La session de juin a été marquée par une forte hausse des prix de la capacité sur les années 2020 et suivantes. Cela s'explique principalement par la diminution de la disponibilité du parc à cet horizon dans le contexte lié à la crise Covid-19 (voir note 2.1).

3.4.6 Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a relevé fortement le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie (qui s'étendait initialement du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020) : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Ce relèvement significatif du niveau d'obligation combiné à l'existence d'un marché CEE peu profond et dont la liquidité future est incertaine, était susceptible d'exposer le Groupe au risque de versement d'une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant auprès du Trésor Public (article L. 221-4 du Code de l'énergie), en cas de déficit de certificats en fin de période.

Pour répondre à ces exigences, le Groupe a tout mis en œuvre pour accroître progressivement sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aide au remplacement d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de pompe à chaleur...). La production de certificats a doublé entre 2017 et 2019, avec en particulier une hausse de 44 % entre 2018 et 2019.

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, a augmenté la durée de la quatrième période, et comporte par ailleurs un chapitre relatif à la lutte contre la fraude aux CEE. Elle vise ainsi à renforcer l'efficacité des contrôles, ainsi que les sanctions.

Par suite, le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 publié au Journal officiel le 11 décembre 2019 a prolongé d'un an la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie qui s'achève désormais le 31 décembre 2021 à iso obligation annuelle. A noter également que l'article 143 de la loi relative à la croissance et à la transformation des entreprises (« loi PACTE » du 22 mai 2019) élargit le champ des Certificats d'Économie d'Énergie aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises aux systèmes d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre en modifiant l'article L. 221-7 du Code de l'énergie.

Sur le premier semestre 2020, le niveau d'obligation a été faiblement impacté par la crise sanitaire (hausse des consommations des clients particuliers et diminution des consommations du secteur tertiaire). La production a, quant à elle, fortement diminué en lien avec l'arrêt de chantiers de construction ou de rénovation pendant le confinement, sans pour autant produire d'effet sur le niveau du stock au 30 juin 2020 du fait du cycle de vie d'un dossier CEE.

A date, le Groupe estime que l'effet combiné de l'accroissement de la production de certificats d'ici fin 2021 et de l'allongement de la quatrième période écarte le risque de déficit en fin de période.

3.4.7 ARENH

Par ses délibérations n° 2019-237 du 30 octobre 2019 et n° 2020-088 du 7 mai 2020, la Commission de Régulation de l'Énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2020. Cette décision dispose que, en cas de dépassement du volume global maximal d'ARENH aux guichets de novembre 2019 et de mai 2020, l'écêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet.

Elle prévoit également que les filiales contrôlées par EDF seront écêtées intgralement (à l'exception des gestionnaires de rseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écêtement des fournisseurs alternatifs. Selon la méthode proposée par la Commission de Régulation de l'Énergie, dans sa délibération n° 2019-028 sur le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écêtement, lorsqu'il est mis en œuvre, conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV).

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1^{er} janvier 2020 permettant ainsi au Gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire. Néanmoins, le ministère de la Transition écologique et solidaire a annoncé que ni le prix ni le volume d'ARENH ne seraient modifiés pour l'année 2020.

Dans ce contexte, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF) au guichet de novembre 2019 pour livraison 2020 s'est élevée à 147 TWh. En application du volume global maximal non modifié, le volume à livrer s'est établi à 100 TWh et la CRE a procédé à l'écêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,2 TWh).

Aucune modification des souscriptions ARENH n'a été demandée au guichet de mai 2020. Par conséquent les livraisons pour l'année 2020 n'ont pas été modifiées après ce guichet.

Dans le contexte de crise sanitaire lié à la pandémie de Covid-19, la CRE a adopté, dans sa délibération n° 2020-071 du 26 mars 2020, des mesures en faveur des fournisseurs bénéficiant du dispositif ARENH consistant, d'une

part, à supprimer la pénalité pour demande excessive d'ARENH (terme de complément de prix CP2¹) pour l'année 2020 et, d'autre part, à mettre en œuvre des modalités de report de paiement des factures ARENH aux fournisseurs qui en feraient la demande, selon les modalités prévues par l'ordonnance n° 2020-316 relative au paiement des factures du 25 mars 2020 et précisées par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

En outre, EDF a proposé des facilités de paiement supplémentaires aux fournisseurs de petite taille et en situation de fragilité, dont les modalités d'application ont été établies par la délibération de la CRE n° 2020-076 du 9 avril 2020.

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 2.1.

NOTE 4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sur le premier semestre 2020, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre significative hormis les opérations présentées en note 3.

NOTE 5 INFORMATIONS SECTORIELLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant élimination inter-secteurs et comprennent le cas échéant les effets en résultat consécutifs aux revalorisations d'actifs et de passifs effectuées dans le cadre des prises de contrôle selon IFRS 3.

5.1 AU 30 JUIN 2020

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercia- lisation	France - Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internation- al	EDF Renouv- elables	Dalkia	Autres métiers	Éliminatio- ns inter- secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	13 860	8 113	879	4 593	2 895	1 134	506	1 705	1 025	-	34 710
Chiffre d'affaires inter- secteurs	589	26	611	2	14	110	264	283	175	(2 074)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	14 449	8 139	1 490	4 595	2 909	1 244	770	1 988	1 200	(2 074)	34 710
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	3 894	2 460	211	438	380	208	418	165	135	(113)	8 196
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	1 393	819	95	(765)	91	64	188	15	(163)⁽¹⁾	(113)	1 624
Investissements corporels et incorporels	2 825	2 063	81	1 521	145	57	709	67	7	-	7 475
Dont acquisitions d'immobilisations	2 195	1 690	94	1 613	146	52	878	74	7	-	6 749
Dont variation des dettes sur acquisitions d'immobilisations	630	373	(13)	(92)	(1)	5	(169)	(7)	-	-	726

(1) La variation nette de juste valeur sur les instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading est principalement attribuée au secteur « Autres métiers ».

¹ Pénalités pour demande excessive d'ARENH.

5.2 AU 30 JUIN 2019

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercia- lisation	France - Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie ⁽¹⁾	Autre internatio nal	EDF Renouvela bles	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	13 725	8 293	854	4 536	4 031	1 285	506	1 818	1 436	-	36 484
Chiffre d'affaires inter- secteurs	574	14	683	-	13	80	270	334	234	(2 202)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	14 299	8 307	1 537	4 536	4 044	1 365	776	2 152	1 670	(2 202)	36 484
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	3 971	2 578	203	128	342	166	405	195	501	(129)	8 360
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	1 907	961	47	(373)	139	3	161	59	902 ⁽²⁾	(129)	3 677
Investissements corporels et incorporels	2 927	2 305	81	1 474	78	94	465	87	26	-	7 537
Dont acquisitions d'immobilisations	2 450	2 076	84	1 492	78	104	591	90	22	-	6 987
Dont variation des dettes sur acquisitions d'immobilisations	477	229	(3)	(18)	-	(10)	(126)	(3)	4	-	550

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.2).

(2) La variation nette de juste valeur sur les instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading est principalement attribuée au secteur « Autres métiers ».

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 6 CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2020	S1 2019 ⁽¹⁾
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	32 046	33 790
<i>dont ventes d'énergie ⁽²⁾</i>	<i>22 543</i>	<i>24 105</i>
<i>dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement ⁽³⁾)</i>	<i>9 503</i>	<i>9 685</i>
Autres ventes de biens et de services	2 114	2 062
Trading	550	632
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 710	36 484

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.2).

(2) Au 30 juin 2020, les ventes d'énergie incluent 1 007 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 358 millions d'euros au 30 juin 2019. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. Au 30 juin 2020, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (électricité), l'Italie (électricité) et le Royaume-Uni (électricité). Au 30 juin 2019, il s'agissait principalement des mêmes secteurs.

(3) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseaux de distribution Enedis, Electricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 7.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires observé sur le premier semestre 2020 est en baisse de 4,9 % soit (1,8) milliard d'euros, principalement sur l'Italie (-28,9 % soit (1,2) milliard d'euros), sur les Autres métiers ((0,4) milliard d'euros, dont activités gazières pour (0,3) milliard d'euros) et sur Dalkia (-14,1 % soit (0,3) milliard d'euros). Ces chiffres sont en données contributives.

La baisse du chiffre d'affaires en Italie, observée au premier semestre 2020, est principalement liée à un effet prix défavorable sur la vente de gaz et d'électricité, ainsi qu'à une diminution des volumes de gaz vendus. La diminution du chiffre d'affaires des activités gazières est principalement liée à la baisse des prix de gros tandis que celle de Dalkia s'explique par les effets défavorables de la crise sanitaire sur son volume d'activités ainsi que par la forte baisse du prix du gaz.

Inversement, s'agissant de la France – Activités de production et commercialisation, le chiffre d'affaires est en légère progression (+ 0,9 % soit +0,1 milliard), l'effet prix favorable sur les ventes au tarif réglementé de vente (+0,6 milliard d'euros principalement en lien avec les hausses tarifaires de juin 2019 et de février 2020) étant partiellement compensé par les impacts négatifs du climat, de la crise sanitaire et des ventes nettes sur les marchés. Le chiffre d'affaires du Royaume-Uni progresse également de +0,2 milliard d'euros (soit + 3,6 %) sous l'effet des revenus de capacité, alors que le mécanisme était suspendu au premier semestre 2019, il est par ailleurs soutenu par la hausse des prix réalisés de vente de la production nucléaire, dans un contexte de perte de volumes vendus auprès de la clientèle B2B en lien avec la crise sanitaire. Le chiffre d'affaires de la France – Activités Régulées diminue de (0,2) milliard d'euros (soit - 2,2 %) principalement en lien avec des effets volumes négatifs liés au climat et à la crise sanitaire.

L'impact estimé lié au Covid-19 sur le premier semestre 2020 est de (1 299) millions d'euros (voir note 2.1).

NOTE 7 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2020	S1 2019 ⁽¹⁾
Achats consommés de combustible ⁽²⁾	(4 879)	(6 014)
Achats d'énergie ^{(2) (3)}	(7 679)	(7 794)
Charges de transport et d'acheminement	(3 950)	(4 198)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(86)	23
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	44	32
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(16 550)	(17 951)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.2).

(2) Au 30 juin 2020, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 204 et 943 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 147 et 1 507 millions d'euros au 30 juin 2019.

Au 30 juin 2020, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (gaz), le Royaume-Uni (gaz), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). Au 30 juin 2019, il s'agissait des mêmes secteurs.

(3) Les achats d'énergie incluent une dotation complémentaire pour contrats onéreux concernant les activités gazières du Groupe (voir note 22.4.1).

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, gaz, charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

L'impact estimé lié au Covid-19 sur le premier semestre 2020 est de 471 millions d'euros (voir note 2.1).

NOTE 8 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels comprennent principalement la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) reçue ou à recevoir par EDF dont le mécanisme se traduit par la comptabilisation dans les comptes consolidés d'un produit d'exploitation de 4 461 millions d'euros au premier semestre 2020 (3 976 millions d'euros au premier semestre 2019) (voir note 3.4.4).

Les autres produits et charges opérationnels comprennent également les coûts relatifs aux CEE.

Ils comprennent également à partir du premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Au 30 juin 2020, ils comprennent par ailleurs, en lien avec la crise sanitaire, des dotations aux provisions pour dépréciation sur créances clients et une provision pour risques en lien avec le mécanisme de capacité (voir note 2.1)

Fermeture de la centrale de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

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

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait être proche de 400 millions d'euros.

Le produit de cette indemnité sera reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés.

A compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Cœur Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur le premier semestre 2020 sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels. Ils comprennent principalement au 30 juin 2020 :

- des charges à hauteur de 47 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 12 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de service pour 7 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 28 millions d'euros),
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 14 millions d'euros.

NOTE 9 VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE *TRADING*

(en millions d'euros)	S1 2020	S1 2019
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE <i>TRADING</i>	(323)	350

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de 350 millions d'euros au premier semestre 2019 à (323) millions d'euros au premier semestre 2020, principalement en lien avec les positions sur le gaz chez Edison et une forte volatilité des prix observés sur le marché des autres commodités, en particulier l'électricité en 2020 (effet majoritairement prix et non volume).

NOTE 10 PERTES DE VALEUR / REPRISES

Conformément à la norme IAS 36 et à note 1.3.14 de l'annexe aux comptes consolidés annuels, le Groupe a mené pour cette clôture semestrielle au 30 juin 2020, une analyse étendue de l'existence d'indices de perte de valeur pour l'ensemble de ses actifs dans le contexte de crise sanitaire.

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs corporels et incorporels du Groupe dans le cadre de la clôture semestrielle, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues et analyses de sensibilité à ces hypothèses.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable avant perte de valeur (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur S1 2020 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 459	6,1 %	-	-
Italie	Marque Edison	945	6,6 % - 7,5 %	2,0 %	-
Framatome	Goodwill Framatome	1 343	n.a.	n.a.	-
Dalkia	Goodwill Dalkia	572	4,5 %	1,5 %	-
	Goodwill DES Groom (filiale travaux aux États-Unis)	26	6,1 %	1,5 %	(26)
	Marque Dalkia	137	5,0 %	1,5 %	-
Autres pertes de valeur					(2)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					(28)

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur S1 2020 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Actifs nucléaires	Diminution des prix de marché et difficultés de production sur certains réacteurs	6,1 %	(632)
Italie	Actifs hydrauliques	Evolution défavorable des prix de marché	6,6 %	(39)
	Services énergétiques	Rentabilité moindre de certains contrats	6,5 %	(21)
Autres pertes de valeur				(18)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(710)

Hypothèses générales

La méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation est précisée dans la note 1.3.14 des comptes consolidés au 31 décembre 2019.

S'agissant des flux de trésorerie futurs retenus pour le calcul de la valeur d'utilité, une approche spécifique a été retenue pour la clôture semestrielle 2020 compte tenu de l'absence de mise à jour, à cette date, du Plan à Moyen Terme. Les flux ont été estimés en tenant compte des meilleures estimations de la Direction à ce jour et notamment des travaux de réprévision budgétaire pour 2020 et des premières orientations issues des travaux de cadrage du Plan à Moyen Terme 2021-2023, en prenant en compte le cas échéant des incidences du plan de réduction des coûts en cours d'élaboration.

Prix de l'électricité

Concernant les prix de l'électricité retenus pour les tests, les hypothèses tiennent compte de l'environnement de marché actuel marqué par une diminution importante des prix par rapport aux niveaux de fin 2019.

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à la clôture.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix à moyen et long terme issues d'une construction analytique assemblant différentes briques d'hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement faisant l'objet d'une gouvernance spécifique. A la date d'arrêt des comptes semestriels, ce processus est toujours en cours et seule une partie de ces briques d'hypothèses a d'ores et déjà fait l'objet d'une révision validée par les instances dédiées. Il s'agit notamment des hypothèses concernant les prix des matières premières (charbon, pétrole, gaz) et des quotas de CO₂. Ces matières premières ayant un fort impact sur la formation des prix de l'électricité et étant sensiblement orientées à la baisse par rapport à leur trajectoire long terme de fin 2019, une estimation à date des perspectives d'évolution à long terme des prix de l'électricité a donc été réalisée dans le contexte de mise à jour des tests de dépréciation au 30 juin 2020, exprimée en écart par rapport aux courbes retenues dans les tests au 31 décembre 2019.

Les prix à long terme des commodités fossiles, et notamment du gaz en Europe, évoluent à la baisse par rapport à l'année dernière, en raison d'hypothèses d'offre de GNL revues à la hausse (nombreuses annonces de nouveaux projets d'usines de liquéfaction dans différentes régions du monde), de ressources abondantes et durablement peu chères aux Etats-Unis (gaz non conventionnels et gaz associés), et d'une demande européenne orientée à la baisse sur tout l'horizon sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables.

Dans le même temps, la trajectoire sur les prix des quotas de CO₂ dans le cadre du mécanisme de l'ETS (*EU Emissions Trading System*) est quant à elle revue à la hausse dans un contexte de discussion autour d'un relèvement des ambitions climatiques au niveau européen, notamment concernant les objectifs pour les années 2030 et 2050. Cet effet haussier permet de compenser en partie l'effet de la baisse des prix du gaz.

Au final, l'estimation des courbes long terme électricité ressort ainsi en baisse en début d'horizon et retrouve une situation proche du scénario établi en 2019 à compter de 2035.

Les hypothèses relatives à l'évolution de la demande compte tenu de la situation économique mais également des ambitions de décarbonation, au développement des énergies renouvelables, aux mécanismes de capacité sur le long terme pour lesquelles les estimations nécessitent la finalisation des travaux de modélisation dans le cadre de ce processus annuel, n'ont pas été actualisées au 30 juin 2020 et seront mises à jour sur le second semestre.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests ont été revus par rapport au 31 décembre 2019 avec une approche adaptée au contexte actuel de volatilité des marchés financiers. Les CMPC retenus sont ainsi en hausse sur l'ensemble des pays européens compte tenu d'une augmentation du spread de financement EDF conjuguée à une augmentation de la prime de risque marché. L'augmentation de la prime de risque marché retenue reste néanmoins mesurée pour tenir compte du rebond des marchés par rapport au plus fort de la crise et des effets des mesures de soutiens budgétaires et monétaires engagées par les pays et la banque centrale européenne. Au Royaume-Uni, la hausse du CMPC est en partie compensée par l'évolution du taux d'impôt. Pour l'Italie, au regard du contexte spécifique du pays, la prime de risque souverain a également été augmentée conduisant à une hausse plus marquée des CMPC. La hausse des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2019 est ainsi de l'ordre de 10 points de base pour le Royaume-Uni, de 30 points de base sur la France et la Belgique et de 50 points de base sur l'Italie. Les résultats des tests font par ailleurs l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

Au 30 juin 2020, les actifs du Groupe sont en grande majorité impactés par le contexte macro-économique présenté ci-avant et l'on constate de façon générale une diminution des valeurs recouvrables par rapport au 31 décembre 2019 avec pour conséquence, sur certains actifs, des pertes de valeurs enregistrées au 30 juin 2020.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable et compte tenu de la démarche spécifique mise en œuvre pour la clôture semestrielle, des analyses de sensibilité ont été réalisées.

Royaume-Uni – EDF Energy

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe en Angleterre, conduisant en particulier à une valeur nette comptable quasi-nulle pour les centrales au charbon et les stockages gaz. Au 30 juin 2020, la fermeture de la centrale charbon de West Burton A

à court terme est toujours anticipée.

S'agissant de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT), qui a déjà fait l'objet de dépréciations depuis sa mise en service en 2013, le niveau des *spark spreads* constaté sur les marchés est similaire à ceux de fin d'année 2019. Par ailleurs, les perspectives à long terme de diminution des prix du gaz devraient jouer favorablement sur la rentabilité de ce type d'actifs. En conséquence, aucun indice de perte de valeur complémentaire n'a été identifié pour cet actif au 30 juin 2020.

Segment commercialisation

La crise sanitaire a eu un impact significatif sur les volumes vendus sur le segment BtoB et sur les projections de taux de faillite des entreprises en lien avec la législation sur l'insolvabilité. En conséquence, le test pour le segment commercialisation a été mis à jour au 30 juin 2020. Pour rappel ce test était construit au 31 décembre 2019 en tenant compte d'une amélioration progressive des prévisions de marge à court terme sur l'horizon PMT pour atteindre un niveau à long terme qui prenait en compte le contexte concurrentiel et réglementaire sur le marché britannique et en particulier le cap sur le *Standard Variable Tariff*. Au regard des impacts de la crise sanitaire, la progressivité retenue pour l'amélioration de la marge a été décalée d'un an. Sur ces bases, la valeur recouvrable diminue de l'ordre de 20 % mais reste supérieure à la valeur à tester. Une analyse de sensibilité a été réalisée sur une durée de reprise décalée d'un an complémentaire et a une incidence de - 5 % sur la valeur recouvrable, sans conduire à un risque de perte de valeur.

Actifs nucléaires en exploitation

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (8 centrales) est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des centrales telle qu'actée par l'Autorité de sûreté britannique en 2016 s'agissant des centrales RAG et intégrant comme précédemment l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B de technologie REP.

Jusqu'en 2018 le niveau de production pris en compte dans le test tenait compte du haut niveau de disponibilité du parc nucléaire atteint ces dernières années. Fin 2019, le test a été réalisé en intégrant une prudence sur le niveau de production en lien avec les difficultés de production rencontrées sur Hunterston B et Dungeness mais en intégrant une hypothèse de remise en service de ces réacteurs sur le premier semestre 2020.

S'agissant des réacteurs RAG, compte tenu des gros composants qui ne peuvent pas être remplacés, il existe une limite technique à la durée de vie de ces réacteurs RAG. Lors de l'arrêt planifié du réacteur 3 de Hunterston B en 2018 pour des inspections du graphite, de nouvelles fissures de racines des rainures de clavette ont été découvertes dans le noyau du réacteur. La décision a alors été prise de mettre hors service les deux réacteurs de Hunterston (3-4) et de mener le programme d'inspection du graphite le plus important jamais entrepris. Il était prévu que le graphite se modifie avec le temps et son vieillissement est un facteur qui déterminera la durée d'exploitation de l'ensemble des centrales britanniques de type RAG. En août 2019, l'ONR, l'autorité indépendante de sûreté nucléaire du Royaume-Uni, a autorisé EDF Energy à redémarrer le réacteur 4 pour approximativement 4 mois de production. L'unité a fonctionné en continu jusqu'en décembre 2019 avant qu'elle ne soit arrêtée de nouveau pour davantage d'inspections dans le cadre du dossier de sûreté. Le dossier de sûreté pour la remise en service du réacteur 3 a été soumis à l'ONR pour examen.

Au 30 juin 2020, le réacteur Hunterston B n'était toujours pas remis en service.

Dungeness B est également actuellement hors service pour maintenance et sa remise en service est anticipée sur le second semestre 2020. Les réacteurs Hinkley Point B faisaient également l'objet d'arrêts prolongés et restaient hors service dans l'attente de l'approbation du dossier de sûreté.

La prolongation de ces arrêts a fortement affecté la production sur le premier semestre 2020. A la date d'arrêt des comptes semestriels 2020, la remise en service de ces réacteurs est attendue d'ici la fin d'année. En conséquence, le calcul de la valeur recouvrable réalisé à fin juin 2020 tient compte d'un niveau de production ajusté à la baisse sur le deuxième semestre 2020 mais également d'une réduction complémentaire du volume de production pour les années 2021 et 2022, qui vise à capter les risques d'arrêts imprévus et de retard de remise en service des réacteurs sur ces deux années.

La mise à jour de ces hypothèses de production conjuguée à l'impact des prix de marché électricité à la baisse, à moyen terme comme à long terme, conduisent à constater une perte de valeur de 552 millions de livres sterling soit 632 millions d'euros.

La valeur recouvrable est sensible aux hypothèses de prix, une variation des prix de +/- 2 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test au 30 juin, aurait un impact de +/- 290 millions de livres sterling. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives

de +/- 3 % sur tout l'horizon conduirait à une variation de +/- 380 millions de livre sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation/diminution de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à impact de l'ordre de +/- 270 millions de livres sterling.

Goodwill

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,5 milliards d'euros au 30 juin 2020 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy retenue pour le test du goodwill tient compte de l'ensemble des actifs d'EDF Energy et notamment du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point, projet pour lesquels les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique qui introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR.

Au 30 juin 2020, la mise à jour du test du goodwill a été réalisée sur la base des hypothèses mises à jour pour le parc nucléaire existant et pour le secteur aval mentionnées précédemment, ainsi que la mise à jour des éléments d'actualisation (désactualisation des flux et mise à jour du taux d'actualisation).

Sur ces bases révisées, la marge du goodwill diminue de près de 20 % par rapport au 31 décembre 2019 mais l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif. Les analyses de sensibilité conduites sur le CMPC montrent qu'une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraîne pas la constatation d'une perte de valeur.

S'agissant d'HPC, la dernière revue de projet en 2019 a mis en évidence un risque accentué de report de la livraison (*Commercial Operation Date*) estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015, et dans cette hypothèse une diminution du TRI pour EDF d'environ 0,3 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 25 % tout en restant positive. Cette marge est de nature à absorber le risque éventuel lié au ralentissement temporaire du chantier induit par la crise sanitaire. Une étude approfondie du calendrier et des coûts est actuellement en cours et sera finalisée dans les mois à venir.

Des sensibilités avec des hypothèses très dégradées ont également été conduites à titre illustratif sur le goodwill : pour rappel, fin 2019, il avait été estimé qu'un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling₂₀₁₅, seraient de nature à générer un risque de perte de valeur. Ce risque de perte de valeur du goodwill serait fortement accentué au 30 juin 2020 compte tenu des éléments précédemment expliqués (pertes de valeur sur le nucléaire existant et diminution de la marge sur segment commercialisation).

Enfin, le Groupe continue de suivre, en lien avec le Brexit, l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des éléments susceptibles d'avoir une influence sur les courbes de prix. Il est rappelé que le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper eu égard aux incertitudes relatives aux modalités concrètes de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, le test de dépréciation de la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour en tenant compte notamment des nouvelles hypothèses macro-économiques. Le test est réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base. La valeur recouvrable diminue d'environ 20 % principalement du fait de l'augmentation du CMPC et est estimée au 30 juin 2020 au niveau de la valeur à tester. Une variation à la hausse complémentaire de 20 points de base du CMPC conduirait à enregistrer une perte de valeur de l'ordre de (45) millions d'euros. Pour mémoire, une étude externe de valorisation de la marque avait par ailleurs été réalisée fin 2018 et conclut à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable, sans tenir compte des flux relatifs aux activités E&P.

Compte tenu des diminutions des *forwards* et de la hausse des CMPC sur l'Italie, le test des actifs hydrauliques a été mis à jour au 30 juin 2020, conduisant à enregistrer une perte de valeur de (39) millions d'euros. Une variation à la hausse de 50 points de base du CMPC conduirait à enregistrer une perte de valeur complémentaire d'environ (20) millions d'euros. Une diminution des prix de 10 % sur tout l'horizon conduirait à une perte de valeur additionnelle de même ordre.

Concernant les services énergétiques, une perte de valeur d'un montant de (23) millions d'euros est enregistrée sur les actifs Edison Facility Solution en lien notamment avec la diminution des perspectives de rentabilité sur un contrat cadre important.

S'agissant des actifs éoliens, la mise à jour du test conduit à une diminution de la valeur recouvrable d'environ 5 %, la marge reste significative. Les analyses de sensibilité sur le CMPC (augmentation de 50 points de base) et sur les variations de prix (diminution de 10 %) ne remettent pas en cause les conclusions du test.

Concernant les actifs thermiques bénéficiant d'investissements à forte rentabilité du fait notamment de la construction du premier CCGT de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante, le test n'a pas été mis à jour en l'absence d'indice de perte de valeur.

Enfin, s'agissant de l'activité E&P, les actifs E&P de l'Algérie et de la Norvège étant présentés en activité poursuivie (voir note 2.2.1), un test de perte de valeur a été réalisé au 30 juin 2020 tenant compte de la situation des prix des commodités sur le marché et des perspectives de long terme évoquées ci-avant. La valeur à tester pour ces deux activités a été reconstituée en intégrant une part des pertes de valeur enregistrée sur la base du prix de cession déterminée lors de l'opération initiale avec Energean (voir note 19 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2019). Cette valeur ainsi déterminée est confortée par le test réalisé au 30 juin 2020.

Framatome

Au 30 juin 2020, le goodwill de Framatome s'élève à 1 343 millions d'euros. Il résulte de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée fin 2017 et pour laquelle le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018.

L'activité de Framatome a été peu affectée par la crise sanitaire. Les trajectoires de cash-flows estimées lors du précédent PMT sont confirmées. En conséquence, des analyses spécifiques à certaines hypothèses ont été réalisées sur la base du test de fin 2019 notamment sur un décalage de la réalisation des grands projets de construction. Ces analyses confirment les conclusions du test de fin 2019 et l'absence de risque de perte de valeur sur le goodwill.

EDF Renouvelables

Les activités d'EDF Renouvelables ont été peu impactées par les conséquences de la crise sanitaire. Sur le semestre, (13) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de deux actifs spécifiques mis en équivalence aux États-Unis et au Chili compte tenu de contextes spécifiques.

Dalkia

Au 30 juin 2020, le goodwill de Dalkia ressort à 572 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini.

Dalkia a été impacté de façon importante sur le premier semestre 2020 du fait de la crise, sur son activité travaux (génie thermique et électrique), sur l'activité énergétique et sur les services. Pour autant, une grande partie des activités de Dalkia est résiliente notamment sur les activités historiques basées sur les durées contractuelles longues (entre 10 et 25 ans pour les réseaux). A moyen terme, aucun impact n'a été identifié sur le portefeuille existant, même si les conséquences de la crise sanitaire pourraient avoir une incidence défavorable sur le rythme de développement commercial à court terme. En conséquence, le test du goodwill a été mis à jour. Selon les hypothèses actualisées, la valeur recouvrable diminue d'environ 10 % mais reste supérieure à la valeur comptable. Les paramètres-clés du test restent la méthodologie de calcul de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 137 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. La mise à jour du test tenant compte de la mise à jour des hypothèses macro-économiques ne conduit pas à identifier de perte de valeur.

Par ailleurs, compte tenu des impacts de la crise sur les filiales travaux, des tests ont été réalisés sur des actifs spécifiques et ont conduit à enregistrer une perte de valeur de (26) millions d'euros sur le goodwill reconnu suite à l'acquisition d'une filiale aux États-Unis.

France – Production et commercialisation

La gestion intégrée optimisée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en note 1.3.14 des comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2019 sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,4 % au 30 juin 2020. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation, en cohérence avec sa stratégie industrielle. Il tient également compte des propositions de fermeture anticipée de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Pour rappel, le test intègre les dernières prévisions concernant Flamanville 3 déterminées fin 2019 c'est-à-dire du calendrier tenant compte d'une date de chargement du combustible fin 2022, et de la réestimation du coût de construction à 12,4 milliards d'euros ²⁰¹⁵, hors intérêts intercalaires, soit une augmentation de 1,5 milliard d'euros par rapport à l'estimation précédente. Le test prend en compte l'enregistrement pour l'essentiel de ces coûts supplémentaires en autres produits et charges d'exploitation (voir note 11).

Le contexte macroéconomique décrit ci-avant et les conséquences de la crise sanitaire notamment sur la production nucléaire (voir note 2.1) constituent un indice de perte de valeur au 30 juin 2020. En conséquence, le test a fait l'objet d'une mise à jour au 30 juin 2020.

La marge du test est en recul par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2019 en lien avec la révision des hypothèses de production nucléaire, les perspectives de prix de l'électricité à moyen et long terme et l'augmentation du CMPC. Le test de dépréciation réalisé ne remet toutefois pas en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France.

Des analyses de sensibilité sur des hypothèses structurantes du test telles que le scénario de prix à long terme, le taux d'actualisation, l'évolution des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité ont été réalisées, qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Autre International – Belgique

Au-delà des hypothèses macro-économiques et notamment la diminution des prix d'électricité et la hausse du CMPC, une attrition plus élevée du portefeuille clients a été constatée en lien avec la crise sanitaire.

Le test de dépréciation mis en œuvre sur Luminus au 30 juin 2020 ne conduit pas à l'identification d'une perte de valeur. Néanmoins, les tests de sensibilité notamment en cas de diminution du portefeuille clients sur le long terme, mettent en évidence un risque de perte de valeur qu'il conviendra de suivre sur le second semestre, en lien avec le rythme de reprise et les actions commerciales de riposte mises en œuvre.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 30 juin 2020 à hauteur de (122) millions d'euros ; au titre de deux actifs spécifiques détenus par EDF Renouvelables (voir ci-dessus), d'un actif charbon en Chine et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés pour un montant de (97) millions d'euros sur le résultat net des entreprises associées et des coentreprises.

NOTE 11 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (153) millions d'euros au premier semestre 2020.

Ils comprennent principalement les coûts supplémentaires liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 (voir note 3.3.1) pour un total de (146) millions d'euros au premier semestre 2020. Ces coûts supplémentaires sont considérés comme anormaux au sens d'IAS 16 (paragraphe 22) et ne peuvent être inclus dans le coût des immobilisations en cours.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (149) millions d'euros au premier semestre 2019. Ils comprenaient principalement la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (30) millions d'euros réalisée sur le premier semestre 2019, ainsi que des provisions pour restructurations dans certaines entités du Groupe.

NOTE 12 RÉSULTAT FINANCIER

12.1 EFFET DE L'ACTUALISATION

L'effet de la désactualisation et, le cas échéant, des variations de taux concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2020	S1 2019
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(325)	(463)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(796)	(1 270)
Autres provisions et avances	(51)	(68)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(1 172)	(1 801)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF au Royaume-Uni (voir note 18.3).

La variation de l'effet d'actualisation s'explique principalement par une baisse du taux d'actualisation réel des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs au premier semestre 2019 (2,3 % au 30 juin 2019 contre 2,4 % au 31 décembre 2018) alors que le taux d'actualisation réel est resté stable entre le 31 décembre 2019 et le 30 juin 2020 à 2,3 % (voir note 22.2).

12.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2020	S1 2019 ⁽¹⁾
Produits (charges) sur actifs financiers	374	434
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(856)	1 729
Autres	220	432
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(262)	2 595

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.2).

Les produits et charges sur actifs financiers sont constitués des produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie, des produits et charges sur titres de dettes et de capitaux propres et sur les autres actifs financiers.

Les autres produits et charges financiers incluent sur le premier semestre 2020, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour (856) millions d'euros (dont (830) millions d'euros au titre des actifs dédiés) dans un contexte de marchés fortement orientés à la baisse en moyenne sur le semestre.

Ils comprennent également 77 millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont 70 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

La variation des instruments financiers incluait, sur le premier semestre 2019, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 1 729 millions d'euros (dont 1 801 millions d'euros au titre des actifs dédiés). Le montant des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable s'élevait à 39 millions d'euros, dont 38 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

NOTE 13 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

L'impôt sur les sociétés au premier semestre 2020 s'élève à 42 millions d'euros (correspondant à un taux effectif d'impôt de 6,2 %) contre une charge de (1 017) millions d'euros au premier semestre 2019 (correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,7 %). La diminution de la charge d'impôt de 1 059 millions d'euros en 2020 est essentiellement liée à la diminution du résultat avant impôt de (4 224) millions d'euros, générant un produit d'impôt supplémentaire de 1 353 millions d'euros au taux de 32,02 % en France pour 2020, ainsi qu'à l'augmentation du taux d'impôt au Royaume-Uni de 17 % à 19 %, à partir de 2020, générant un effet négatif de (122) millions d'euros en 2020.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de juste valeur IFRS 9 et l'augmentation du taux d'impôt au Royaume-Uni), le taux effectif d'impôt 2020 s'élève à 24,3 %. En 2019, le taux effectif d'impôt s'élevait à 32,7 % retraits des éléments non récurrents (principalement les variations de juste valeur IFRS 9 et la cession d'Alpiq).

NOTE 14 RÉSULTAT DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION

La ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprend, d'une part, les éléments du compte de résultat de l'activité E&P d'Edison hors Algérie et Norvège, pour les premiers semestres 2019 et 2020 et d'autre part, les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisées pour ces deux périodes. Pour le premier semestre 2020, elle intègre une perte de valeur pour un montant de (128) millions d'euros, déterminée par différence entre la valeur comptable et la juste valeur nette des frais de cession (voir note 2.2).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P d'Edison sur ces périodes sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2020	S1 2019 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	129	194
Excédent brut d'exploitation	59	134
Résultat d'exploitation	4	59
Résultat financier	(10)	(12)
Impôt sur les résultats	(27)	(39)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITE	(33)	8
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	(128)	(425)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION ⁽²⁾	(161)	(417)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à l'évolution de la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.2).

(2) Le montant total de la dépréciation constatée sur le premier semestre 2019 au titre de l'activité E&P reste affecté aux activités abandonnées, les conditions du premier accord ne permettant pas de déterminer la dépréciation calculée au 30 juin 2019 actif par actif.

ACTIFS ET PASSIFS, CAPITAUX PROPRES

NOTE 15 GOODWILL

Au 30 juin 2020, les goodwill concernent principalement EDF Energy pour 7 459 millions d'euros et Framatome pour 1 343 millions d'euros.

Au premier semestre 2020, les variations observées sont principalement liées aux écarts de conversion pour (546) millions d'euros, du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, ainsi qu'au goodwill provisoire suite à l'acquisition du contrôle de la société Pod Point (société spécialisée dans la charge pour véhicules électriques) par EDF Energy pour 74 millions d'euros.

NOTE 16 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2020	31/12/2019
Immobilisations	56 842	56 533
Immobilisations en cours	1 908	1 880
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	58 750	58 413
Immobilisations	5 863	5 705
Immobilisations en cours	1 198	1 155
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 061	6 860
Immobilisations	46 985	50 011
Immobilisations en cours	36 971	34 755
Actifs au titre du droit d'utilisation	4 334	4 333
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET ACTIFS AU TITRE DU DROIT D'UTILISATION	88 290	89 099

Au 30 juin 2020, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment :

- les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 14 013 millions d'euros, y compris des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 110 millions d'euros¹ (13 653 millions d'euros, dont 3 028 millions d'euros d'intérêts au 31 décembre 2019, soit une augmentation de 278 millions d'euros sur le semestre hors intérêts intercalaires capitalisés) ;
- les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 11 549 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 405 millions d'euros). Après l'achèvement du radier (plate-forme en béton armé sur laquelle repose l'îlot nucléaire) du premier réacteur en juin 2019, le radier du réacteur numéro 2 a été achevé en mai 2020 conformément au planning ;
- les études relatives à Sizewell C pour 253 millions d'euros (219 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les variations observées sur les immobilisations de production du domaine propre incluent un impact lié aux écarts de conversion pour (1 692) millions d'euros, du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Par ailleurs, les autres actifs incorporels au 30 juin 2020 comprennent les études relatives à EPR 2 pour 489 millions d'euros (414 millions d'euros au 31 décembre 2019).

¹ La capitalisation des intérêts financiers a été suspendue entre le 16 mars 2020 et le 30 juin 2020 (voir note 2.1.3)

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 30 juin 2020 est de 11 105 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 10 923 millions d'euros en immobilisations corporelles et incorporelles en cours et 182 millions d'euros¹ en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 452 millions d'euros ;
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 650 millions d'euros ;
- et tient compte de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 401 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;

soit un coût de construction en valeur historique brute dans les états financiers consolidés au 30 juin 2020 de 10 074 millions d'euros.

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indique que selon ses calculs, aux coûts de construction communiqués par EDF de 12,4 milliards d'euros²⁰¹⁵ s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros²⁰¹⁵, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 30 juin 2020, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,1 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,1 milliard d'euros.

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique ⁽¹⁾	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
VALEURS NETTES AU 30/06/2020	6 121	24 906	4 837	11 121	46 985
Valeurs nettes au 31/12/2019	6 279	25 868	5 721	12 143	50 011

(1) Dans le contexte de la Loi Energie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1^{er} juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1^{er} avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust. La date pour Cordemais est susceptible d'être modifiée ultérieurement en fonction des décisions sur le projet. Cette modification des dates de fin d'amortissement conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 103 millions d'euros sur le premier semestre 2020.

¹ soit 253 millions d'euros en valeur brute diminuée de 71 millions d'euros d'amortissements.

NOTE 17 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

	30/06/2020			30/06/2019	31/12/2019	
(en millions d'euros)	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	50,10	1 290	56	128	1 417	308
Taishan (TNPJVC) ⁽¹⁾	30,00	n.c.	n.c.	2	1 165	13
Autres participations détenues par EDF SA		1 319	(16)	63	1 448	59
Participations détenues par EDF Renouvelables		1 154	42	52	1 063	77
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises		n.c.	n.c.	28	1 321	62
Sous total		6 444	124	273	6 414	519
CENG (reclassé en actifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2019)	49,99	n.a.	(113)	68	n.a.	288
Alpiq (cédée le 28 mai 2019)	n.a.	n.a.	n.a.	11	n.a.	11
Sous total		-	(113)	79	-	299
TOTAL		6 444	11	352	6 414	818

n.a. = non applicable

n.c. = non communiqué

(1) La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 30 juin 2020.

Les autres participations détenues par EDF SA sont des actifs dédiés (voir note 26).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement les barrages Compagnie Énergétique de Sinop (CES) au Brésil, Nachtigal au Cameroun (dont la construction a démarré en mars 2019 et la mise en service opérationnelle est prévue début 2024), la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables (voir notamment les notes 3.2 et 3.3.3).

Sur le premier semestre 2020, des pertes de valeur ont été comptabilisées pour un montant de (122) millions d'euros au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques (voir note 10).

Sur le premier semestre 2019, des pertes de valeur ont été comptabilisées pour un montant de (28) millions d'euros au titre des entreprises associées.

17.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

17.2 TAISHAN

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC) société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

Framatome dispose de deux contrats avec TNPJVC :

- fourniture de deux îlots nucléaires EPR en consortium avec CNPDC et CNPEC ;
- livraison de combustibles (premier cœur et première recharge de chaque unité).

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3^{ème} génération en Chine, dont Taishan. Le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018). Les mécanismes d'indexation et le niveau du tarif après 2021 n'ont pas été précisés dans cette décision et aucune nouvelle information n'a été communiquée depuis à ce titre. Les travaux de mise à jour du business plan conduits au 31 décembre 2019 en intégrant cette décision tarifaire temporaire conduisaient à conforter la valeur de l'actif dans les comptes au 31 décembre 2019.

Sur le premier semestre 2020, la crise sanitaire s'est traduite par une réduction du volume de production de la centrale.

Des travaux de mise à jour du test de dépréciation ont été conduits au 30 juin 2020 afin de prendre en compte les nouvelles hypothèses opérationnelles et économiques connues, qui ne mettent pas en évidence de perte de valeur de l'actif à comptabiliser au 30 juin 2020.

NOTE 18 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

18.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2020			31/12/2019		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	14 277	6 099	20 376	17 711	6 208	23 919
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	34	271	305	5	447	452
Titres en juste valeur en résultat	432	19 618	20 050	1 593	20 193	21 786
Titres de dettes ou de capitaux propres	14 743	25 988	40 731	19 309	26 848	46 157
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	8 285	-	8 285	6 813	-	6 813
Dérivés de couverture – Juste valeur positive ⁽¹⁾	1 976	6 244	8 220	1 803	3 956	5 759
Prêts et créances financières ⁽²⁾	1 445	14 040	15 485	1 476	15 415	16 891
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	26 449	46 272	72 721	29 401	46 219	75 620

(1) Dont 6 313 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (note 23.3).

(2) Dont dépréciation pour (413) millions d'euros au 30 juin 2020 ((352) millions d'euros au 31 décembre 2019).

18.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	30/06/2020				31/12/2019
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	6 302	-	19 003	25 305	26 018
Actifs liquides ⁽¹⁾	13 989	-	397	14 386	18 900
Autres actifs ⁽²⁾	85	305	650	1 040	1 240
TOTAL	20 376	305	20 050	40 731	46 157

(1) Au 30 juin 2020, les actifs liquides incluent des titres de dettes mis en pension chez plusieurs banques (opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre) et pour lesquels EDF a reçu du cash collatéralisé dont la contrepartie est enregistrée en emprunts et dettes financières. Cette opération est sans impact sur l'endettement financier net.

(2) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 26. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

18.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2020	31/12/2019
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	12 378	13 303
Prêts et créances financières – CSPE	409	684
Autres prêts et créances financières	2 698	2 904
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	15 485	16 891

Au 30 juin 2020, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 12 378 millions d'euros au 30 juin 2020 (13 303 millions d'euros au 31 décembre 2019) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. La variation observée sur le premier semestre 2020 est principalement liée aux écarts de conversion pour (897) millions d'euros du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- la créance constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2017 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours du premier semestre 2020 s'élèvent à 278 millions d'euros (562 millions d'euros au cours du premier semestre 2019) et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie. Cette créance CSPE est entièrement affectée aux actifs dédiés.
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - le surfinancement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy, au sens d'IAS 19, pour un montant de 1 168 millions d'euros au 30 juin 2020 contre 1 246 millions d'euros au 31 décembre 2019,
 - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 236 millions d'euros au 30 juin 2020 (230 millions d'euros au 31 décembre 2019) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,

- des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France et en Amérique du Nord, pour un montant de 456 millions d'euros au 30 juin 2020 contre 559 millions d'euros au 31 décembre 2019.

NOTE 19 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2020	31/12/2019
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	13 153	15 066
dont actifs sur contrat ⁽¹⁾	434	400
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur nette	1 104	1 583
Dépréciations ⁽²⁾	(1 213)	(1 043)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	13 044	15 606

(1) Les actifs sur contrat représentent un montant de 434 millions d'euros au 30 juin 2020 (400 millions au 31 décembre 2019) principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

(2) Voir note 2.1.2 sur l'évolution des dépréciations de créances clients sur le premier semestre 2020.

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 7 260 millions d'euros au 30 juin 2020 (6 719 millions au 31 décembre 2019).

19.1 CREANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

(en millions d'euros)	30/06/2020			31/12/2019		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	14 257	(1 213)	13 044	16 649	(1 043)	15 606
dont créances échues de moins de 6 mois	1 482	(265)	1 217	1 262	(187)	1 075
dont créances échues de 6 à 12 mois	379	(140)	239	367	(124)	243
dont créances échues de plus de 12 mois	850	(590)	260	940	(514)	426
dont total des créances échues	2 711	(995)	1 716	2 569	(825)	1 744
dont total des créances non échues	11 546	(218)	11 328	14 080	(218)	13 862

19.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

(en millions d'euros)	30/06/2020	31/12/2019
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	45	32
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	646	1 042

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 646 millions d'euros au 30 juin 2020, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia (1 042 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

NOTE 20 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2020, les autres débiteurs intègrent principalement des créances fiscales à hauteur de 1 806 millions d'euros (2 175 millions au 31 décembre 2019) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 508 millions d'euros (1 429 millions au 31 décembre 2019). Ils intègrent également un produit à recevoir au titre de la CSPE à hauteur de 2 412 millions (1 667 millions d'euros au 31 décembre 2019) (voir note 3.4.4). L'autre partie de la créance CSPE figure en prêts et créances financières (voir note 18.3).

NOTE 21 CAPITAUX PROPRES

21.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2020, le capital social s'élève à 1 551 810 543 euros, composé de 3 103 621 086 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,58 % par l'État, 14,95 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,31 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,16 % d'actions autodétenues.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

21.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

Pour rappel, l'acompte pour dividende au titre de l'exercice 2019, se montait à 0,15 euro par action, décidé par le Conseil d'administration d'EDF le 19 novembre 2019 et mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 17 décembre 2019 pour un montant de 458 millions d'euros. L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 en actions. Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions s'élevait à 27 millions d'euros.

Dans le contexte de la crise sanitaire Covid-19 et afin de répondre aux impératifs de solidarité et de responsabilité vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise, l'Assemblée générale du 7 mai 2020 a décidé que le dividende au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2019 se limiterait au versement de l'acompte sur dividende 2019.

21.3 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 30 juin 2020, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 9 209 millions d'euros nets des coûts de transaction, inchangé par rapport au 31 décembre 2019.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 286 millions d'euros au premier semestre 2020, contre 334 millions d'euros sur le premier semestre 2019 et 589 millions d'euros sur l'exercice 2019. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Sur le deuxième semestre 2020, une rémunération d'environ 149 millions d'euros a été versée en juillet 2020 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durées indéterminées contre 173 millions d'euros en juillet 2019.

21.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

21.4.1 Titres de dettes et de capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2020			S1 2019		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
<i>(en millions d'euros)</i>						
Actifs dédiés d'EDF	-	79	70	-	303	38
Actifs liquides	-	(49)	9	-	112	1
Autres titres	6	-	-	3	-	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ⁽³⁾	6	30	79	3	415	39

(1) +/() : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/() : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2020 concernent principalement EDF pour (49) millions d'euros dont 9 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2019 concernent principalement EDF pour 376 millions d'euros dont 265 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

21.4.2 Instruments financiers de couverture

Les variations de juste valeur des instruments financiers de couverture enregistrées en capitaux propres - part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2020			S1 2019		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	-	-	-	(62)	-	1
Couverture de change	885	(41)	(3)	(689)	(465)	15
Couverture d'investissement net à l'étranger	497	-	-	(3)	(407)	-
Couverture de matières premières	951	982	(3)	1 116	482	6
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	2 333	941	(6)	362	(390)	22

(1) +/() : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/() : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

NOTE 22 PROVISIONS

22.1 RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2020			31/12/2019		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 426	23 446	24 872	1 432	23 822	25 254
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		400	31 234	31 634	364	31 761	32 125
Provisions liées à la production nucléaire	22.2	1 826	54 680	56 506	1 796	55 583	57 379
Autres provisions pour déconstruction		122	1 573	1 695	105	1 573	1 678
Provisions pour avantages du personnel	22.3	917	20 368	21 285	945	20 539	21 484
Autres provisions	22.4	3 093	3 180	6 273	2 710	3 065	5 775
TOTAL PROVISIONS		5 958	79 801	85 759	5 556	80 760	86 316

22.2 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Sur le premier semestre 2020 les variations des provisions pour aval du cycle, déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2019	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2020
Provisions pour gestion du combustible usé	12 326	256	(529)	212	(98)	(113)	12 054
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 337	3	(9)	17	(36)	-	1 312
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	11 591	21	(214)	191	(71)	(12)	11 506
Provisions pour aval du cycle nucléaire	25 254	280	(752)	420	(205)	(125)	24 872
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	27 609	1	(88)	380	(698)	29	27 233
Provisions pour derniers cœurs	4 516	-	(99)	83	(130)	31	4 401
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	32 125	1	(187)	463	(828)	60	31 634
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	57 379	281	(939)	883	(1 033)	(65)	56 506
Dont EDF	41 720	271	(808)	756	-	(82)	41 857
Dont Royaume-Uni	15 283	10	(130)	123	(1 033)	17	14 270
Dont Belgique	376	-	(1)	4	-	-	379

22.2.1 Provisions nucléaires en France

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales et derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durées d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions nucléaires en France ainsi que les principales modalités d'évaluations des provisions sont décrits en note 32.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2019.

Taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation s'établit à 3,6 % au 30 juin 2020 (3,7 % au 31 décembre 2019) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,3 % (1,4 % au 31 décembre 2019). Le taux d'actualisation réel est donc inchangé à 2,3 %.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Faisant suite au courrier en date du 12 février 2020 de la ministre de la Transition écologique et solidaire et du ministre de l'Économie et des Finances informant EDF avoir décidé de faire évoluer certaines dispositions réglementaires en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires (voir note 32.1.5.1 aux états financiers au 31 décembre 2019), sont parus au Journal officiel le 2 juillet 2020 les deux textes réglementaires suivants :

- décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui codifie et actualise le décret initial du 23 février 2017 ;
- arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007.

Au regard de ces décret et arrêté, le taux d'actualisation doit respecter un double plafond réglementaire, et doit en conséquence être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé dorénavant en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (UFR) applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond en valeur nominale, basé sur la réglementation en vigueur au 30 juin 2020 avant l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 et calculé à partir de la référence TEC30, s'établit à 3,6 % (taux nominal de 3,63 % arrondi à 3,6 %) au 30 juin 2020 (3,8 % au 31 décembre 2019).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020, calculé à partir de la référence UFR, s'établit à 2,66 % (taux réel).

Le décret du 1^{er} juillet 2020 apporte par ailleurs les principales autres évolutions suivantes :

- il supprime l'obligation de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % et porte à 120 % (contre 110 % auparavant) le seuil au-delà duquel des retraits sont possibles ;
- il porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment ;
- il complète les exigences relatives au contrôle interne et aux analyses de risque sur les provisions nucléaires, exigences devant être mis en œuvre par les exploitants d'ici le 31 décembre 2021.

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	30/06/2020		31/12/2019	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé ⁽¹⁾	19 441	10 741	19 455	10 823
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 244	812	1 243	805
Gestion à long terme des déchets radioactifs	32 465	10 512	32 372	10 531
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	53 150	22 065	53 070	22 159
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation ⁽¹⁾⁽²⁾	20 432	12 775	21 134	13 244
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées ⁽¹⁾⁽³⁾	7 286	4 430	6 428	3 693
Derniers cœurs ⁽¹⁾	4 264	2 587	4 331	2 624
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 982	19 792	31 893	19 561
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		41 857		41 720

Les provisions nucléaires évoluent peu sur le premier semestre 2020, en l'absence d'évolution notable de devis et dans le contexte d'un taux d'actualisation réel stable. Les points suivants sont toutefois à noter :

⁽¹⁾ En ce qui concerne la centrale de Fessenheim, la mise à l'arrêt a été réalisée, pour le premier réacteur le 22 février 2020 et pour le second le 30 juin 2020, conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020. En conséquence, une reprise de la provision pour dernier cœur (part amont et part aval) pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 98 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock de combustible pour 72 millions d'euros, et la constitution de provisions pour gestion du combustible usé (20 millions d'euros) et gestion à long terme des déchets radioactifs (1 million d'euros) relatives au traitement de ce combustible usé et au stockage des déchets issus du traitement.

La fermeture de Fessenheim entraîne également le reclassement des provisions pour déconstruction relatives à Fessenheim de « provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation » vers « provision pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées »

⁽²⁾ Par ailleurs, comme précisé en note 3.4.1, l'adoption définitive de la PPE en avril 2020 conduit à prendre en compte dans les états financiers du Groupe au 30 juin 2020 l'impact de la fermeture anticipée à 2027 et 2028 de deux réacteurs par rapport à leur 5^e visite décennale. A ce titre, les provisions nucléaires au 30 juin 2020 ont été réestimées en prenant en compte différents scénarios de fermeture, ce qui se traduit par une hausse de 38 millions d'euros des provisions nucléaires (principalement sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation) par contrepartie des actifs au bilan.

⁽³⁾ S'agissant des centrales définitivement arrêtées (voir note 32.1.3 aux états financiers au 31 décembre 2019), les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Ces projets de décision avaient conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros au 31 décembre 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG au 30 juin 2020 n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

22.2.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales d'EDF Energy est décrit en note 32.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2019.

Pour rappel, EDF Energy prépare une modification du *Baseline Decommissioning Plan* (BDP) en vigueur, approuvé en 2017, dans la perspective de refléter la modification envisagée de la répartition des responsabilités entre, d'une part, EDF Energy sur la phase de déchargement du combustible et, d'autre part, l'agence publique NDA (Nuclear Decommissioning Authority) sur la phase de déconstruction. Une première étape correspondant à la mise à jour du devis d'évacuation du combustible s'est ainsi traduite par un dépôt par EDF Energy du *Decommissioning Plan* en janvier 2020. Un retour de la NDA sur le Decommissioning Plan est attendu pour le 3^{ème} trimestre 2020, la

deuxième étape, correspondant à la mise à jour des devis portant sur la phase de déconstruction, est prévue pour 2021.

Le taux d'actualisation réel retenu pour les provisions nucléaires d'EDF Energy au 30 juin 2020 est de 2 % (inchangé par rapport au 31 décembre 2019).

22.3 AVANTAGES DU PERSONNEL

22.3.1 Groupe EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2020	31/12/2019
Provisions pour avantages du personnel - part courante	917	945
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	20 368	20 539
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	21 285	21 484

22.3.1.1 Décomposition de la variation du passif net

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2019 ⁽¹⁾	43 899	(23 661)	20 238
Charge nette du premier semestre 2020	859	(195)	664
Écarts actuariels	948	(937)	11
Cotisations versées aux fonds	-	(150)	(150)
Cotisations salariales	8	(8)	-
Prestations versées	(936)	227	(709)
Écarts de conversion	(693)	756	63
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	-	-	-
SOLDES AU 30/06/2020	44 085	(23 968)	20 117
Dont			
Provisions pour avantages du personnel	-	-	21 285
Actifs financiers non courants	-	-	(1 168)

(1) Le passif net au 31 décembre 2019 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 484 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 246) millions d'euros soit un passif net de 20 238 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2020 s'élèvent à + 948 millions d'euros soit + 894 millions d'euros au Royaume-Uni liés principalement à la baisse du taux d'actualisation (-46 points de base) compensée partiellement par la baisse du taux d'inflation (-11 points de base) (voir note 22.3.2) et +51 millions d'euros en France liés à des écarts d'expérience.

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2020 s'élèvent à (937) millions d'euros. Ils résultent d'une évolution au Royaume-Uni de (744) millions d'euros et de (204) millions au périmètre France, liée à la performance des actifs de couverture au-delà du taux d'actualisation.

22.3.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	S1 2020	S1 2019
Coût des services rendus	(479)	(410)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels - avantages à long terme	(55)	(149)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(534)	(559)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(325)	(463)
Produit sur les actifs de couverture	195	260
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(130)	(203)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(664)	(762)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(948)	(4 419)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	937	2 475
Écarts actuariels	(11)	(1 944)
Écarts de conversion	(63)	(4)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS EN CAPITAUX PROPRES	(74)	(1 948)

La répartition géographique du passif net n'a pas évolué de manière significative au premier semestre 2020 (voir note 34.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2019).

22.3.2 Hypothèses actuarielles

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2019.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	30/06/2020	31/12/2019	30/06/2020	31/12/2019
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	1,20 %	1,30 %	1,65 %	2,11 %
Taux d'inflation	1,20 %	1,30 %	2,78 %	2,89 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,40 %	2,40 %	2,68 %	2,28 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisée en capitaux propres.

(2) Pour la France : taux moyen inflation incluse et pour une projection de carrière complète.

22.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS

22.4.1 Autres provisions

	31/12/2019	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2020
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	766	-	(11)	-	1	(2)	754
Provisions pour risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés)	155	6	(4)	(1)	-	(1)	155
Provisions pour litiges	479	13	(28)	(39)	-	-	425
Provisions pour contrats onéreux ⁽¹⁾	1 356	335	(111)	(1)	(6)	14	1 587
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽²⁾	1 517	833	(611)	-	-	(89)	1 650
Autres provisions pour risques et charges ⁽³⁾	1 502	361	(148)	(34)	-	21	1 702
TOTAL	5 775	1 548	(913)	(75)	(5)	(57)	6 273

(1) Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières du Groupe (contrat long-terme avec Dunkerque LNG et contrats à long terme d'achat de gaz).

(2) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour Certificats d'Économie d'Énergie (CEE), le cas échéant. La hausse des provisions sur l'exercice correspond principalement à des dotations au titre des certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni. Pour rappel, une grande partie des obligations au titre des certificats d'énergie renouvelable est couverte par ceux acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

(3) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Elles intègrent au 30 juin 2020 le risque de règlement des écarts au titre du mécanisme de capacité en France (voir note 2.1.4). Aucune provision n'est par ailleurs individuellement significative.

22.4.2 Passifs éventuels

Concernant les passifs éventuels du Groupe, hormis les procédures relatives à la vente d'Ausimont (site de Bussi), aucune évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2020 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2019 en note 50.

Edison – Vente d'Ausimont (site de Bussi)

A la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénales, ont été engagées. Les procédures suivantes sont toujours en cours :

- deux procédures administratives :
 - la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure ayant pour objectif de déterminer l'entité responsable de la pollution de terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel et appartenant à la société Ausimont SpA. La Province a identifié, in fine, Edison SpA comme « l'entité responsable » et a lui a ordonné le retrait des déchets présents sur ces terrains. Après les rejets du recours formé par Edison dans un premier temps devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État, Edison, considérant cette ordonnance comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de Cassation et le Conseil d'État. La procédure est en cours ;
 - par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état d'autres terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel et appartenant à la société Ausimont SpA. Edison a contesté cet ordre devant le Tribunal administratif régional de Pescara. La procédure est en cours ;
- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation par Edison des déclarations et garanties environnementales relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession. La procédure est en cours ;

- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement Italien a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours.

NOTE 23 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

23.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	30/06/2020			31/12/2019		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts et dettes financières	23 515	54 341	77 856	11 074	56 306	67 380
Dérivés de transaction – Juste valeur négative	8 003	-	8 003	6 327	-	6 327
Dérivés de couverture – Juste valeur négative ⁽¹⁾	1 553	227	1 780	1 134	696	1 830
PASSIFS FINANCIERS	33 071	54 568	87 639	18 535	57 002	75 537

(1) Dont 401 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (note 23.3).

23.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

23.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières ⁽¹⁾	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2019	52 448	3 139	5 952	4 510	1 331	67 380
Augmentations	29	430	11 751	293	87	12 590
Diminutions	(2 449)	(111)	(435)	(355)	(216)	(3 566)
Écarts de conversion	(416)	(101)	(44)	(34)	(5)	(600)
Mouvements de périmètre	-	(26)	2	(18)	-	(42)
Variations de juste valeur	1 971	10	12	-	-	1 993
Autres mouvements	1	3	(12)	113	(4)	101
SOLDES AU 30/06/2020	51 584	3 344	17 226	4 509	1 193	77 856

(1) Au 30 juin 2020, les actifs liquides incluent des titres de dettes mis en pension chez plusieurs banques (opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre) et pour lesquels EDF a reçu du cash collatéralisé dont la contrepartie est enregistrée en emprunts et dettes financières. Cette opération est sans impact sur l'endettement financier net. L'augmentation des autres dettes financières sur le premier semestre s'explique aussi par l'émission de titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 3,0 milliards d'euros (opération également sans effet sur l'endettement financier net).

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	30/06/2020
Emissions d'emprunts	29	430	11 751	-	-	12 210
Remboursements d'emprunts	(2 449)	(111)	(435)	(355)	214	(3 136)

23.2.2 Echancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	4 729	606	16 651	653	876	23 515
Entre un et cinq ans	7 765	1 292	128	1 980	64	11 229
À plus de cinq ans	39 091	1 446	446	1 876	253	43 112
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2020	51 585	3 344	17 225	4 509	1 193	77 856

23.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 962 millions d'euros au 30 juin 2020 (10 490 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces montants incluent 5 050 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG intégralement non tirées au 30 juin 2020.

(en millions d'euros)	30/06/2020				31/12/2019
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 962	1 811	8 682	469	10 490

23.2.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	30/06/2020		31/12/2019	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	82 474	77 856	75 407	67 380

23.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2020	31/12/2019
Emprunts et dettes financières	23.2.1	77 856	67 380
Dérivés de couvertures des dettes	18.1 et 23.1	(5 912)	(3 387)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(15 561)	(3 934)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides ⁽¹⁾	18.2	(14 386)	(18 900)
Endettement financier net des activités en cours de cession		5	(26)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		42 002	41 133

(1) Au 30 juin 2020, les actifs liquides incluent des titres de dettes mis en pension chez plusieurs banques (opérations réalisées pour un montant de 6,5 milliards d'euros sur le premier semestre) et pour lesquels EDF a reçu du cash collatéralisé dont la contrepartie est enregistrée en emprunts et dettes financières. Cette opération est sans impact sur l'endettement financier net.

NOTE 24 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2020	Dont passifs sur contrat	31/12/2019	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	1 686	1 576	1 975	1 761
Fournisseurs d'immobilisations	2 986	-	3 824	-
Dettes fiscales	4 796	-	4 439	-
Dettes sociales	4 523	-	4 535	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 454	3 396	3 412	3 412
Autres produits constatés d'avance	995	469	641	509
Autres dettes	2 414	-	2 712	-
AUTRES CRÉDITEURS	20 854	5 441	21 538	5 682
dont part non courante	4 976	3 370	4 928	3 473
dont part courante	15 878	2 071	16 610	2 209

24.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 30 juin 2020, les avances et acomptes reçus comprennent notamment les paiements faits par les clients de Framatome pour 580 millions d'euros (651 millions d'euros au 31 décembre 2019).

24.2 DETTES FISCALES

Au 30 juin 2020, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 548 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (560 millions d'euros au 31 décembre 2019).

24.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 30 juin 2020, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 762 millions d'euros (1 709 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Ils intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

24.4 AUTRES DETTES

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur le premier semestre 2020 pour 21 millions d'euros (141 millions d'euros sur le premier semestre 2019).

24.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRAT

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

	31/12/2019	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	30/06/2020
<i>(en millions d'euros)</i>								
Acomptes reçus	1 761	517	(657)	(16)	-	3	(32)	1 576
Produits constatés d'avance long terme	3 412	251	(235)	(75)	30	14	(1)	3 396
Autres produits constatés d'avance	509	28	(30)	(38)	-	-	-	469

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 576 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités de production et de commercialisation et activités régulées) et de la quasi-totalité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 865 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 441 millions d'euros au 30 juin 2020 (5 682 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser d'environ 11 808 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 225 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE

NOTE 25 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2020	31/12/2019
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	2 990	3 662
PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	981	1 043

Au 30 juin 2020, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont liés :

- à la cession en cours des activités Exploration et Production (E&P) hors Algérie et Norvège (voir note 2.2) ;
- aux titres CENG pour un montant de 1 820 millions d'euros (contre 1 925 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Activités E&P

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs de l'activité E&P d'Edison hors Algérie et Norvège présentés au 30 juin 2020 en actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2020	31/12/2019
Actifs non financiers non courants	499	893
Actifs financiers non courants	-	-
Actifs non financiers courants	642	784
Actifs financiers courants	29	60
TOTAL DES ACTIFS DETENUES EN VUE LEUR VENTE	1 170	1 737

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2020	31/12/2019
Passifs non financiers non courants	691	711
Passifs financiers non courants	34	34
Passifs non financiers courants	256	298
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS DETENUES EN VUE LEUR VENTE	981	1 043

Par ailleurs, l'activité E&P d'Edison contribue à l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 5 millions d'euros au 30 juin 2020 (voir note 23.3).

CENG

En vertu des accords passés avec Exelon en 2014¹, EDF a notifié le 20 novembre 2019 à Exelon l'exercice de l'option de vente de sa participation de 49,99 % des actions CENG, qui détient cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité dans les états de New York et du Maryland pour une capacité totale de 4 041 MW (détention en propre). Le Groupe a en conséquence reclassé en actifs détenus en vue de leur vente sa participation dans CENG au 31 décembre 2019. Cette option de vente était exerçable par EDF entre le 1^{er} janvier 2016 et le 30 juin 2022.

Même si la réalisation de l'opération est conditionnée à l'obtention des autorisations réglementaires requises et prendra plusieurs mois, eu égard aux dispositions des accords contractuels, le processus dans lequel le Groupe s'est engagé est irrévocable. Les fourchettes de valorisation déterminées avec les conseils, mises à jour au 30 juin 2020, dans la perspective de la mise en œuvre des modalités contractuelles de détermination du prix de cession dans le cadre de l'exercice du *put* ne conduisent pas à mettre en évidence, à ce stade, un risque de

¹ Cf. communiqué de presse du 1^{er} avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».

dépréciation. Le prix de cession résultera in fine de la détermination la juste valeur des titres CENG en application des stipulations contractuelles relatives à l'option de vente.

Les valorisations restent très sensibles aux prévisions des prix de marché, qui pourront changer de manière significative au cours du processus d'exercice de l'option de vente. Elles sont également sensibles aux effets du mécanisme ZEC correspondant à un programme de subvention aux centrales nucléaires *Zero Emission Credit* (ZEC) mis en œuvre dans l'État de New York, qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. Ce dispositif fait actuellement l'objet de recours judiciaires et législatifs. Pour rappel, le 8 octobre 2019, la Cour suprême de New York a rejeté l'action en justice contre le ZEC et a déclaré que ce dispositif était légal. Les demandeurs ont interjeté appel mais les motifs retenus dans sa décision par la Cour suprême conduisent à affaiblir le risque d'annulation.

AUTRES INFORMATIONS

NOTE 26 ACTIFS DEDIEES D'EDF

EDF a constitué un portefeuille d'actifs financiers réservés à la sécurisation du financement des engagements nucléaires de long terme et notamment à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposés en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2019.

26.1 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	30/06/2020		31/12/2019	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		4 359	6 259	4 304	6 080
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 290	2 922	1 417	2 926
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	1 748	1 963	1 563	1 777
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	1 316	1 369	1 334	1 387
Dérivés	Juste valeur des dérivés	5	5	(10)	(10)
Actifs de croissance		12 138	12 138	13 300	13 300
Actions – parts d'OPC	Titres de dettes	11 813	11 813	12 978	12 978
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	314	314	276	276
Dérivés	Juste valeur des dérivés	11	11	46	46
Actifs de taux		12 398	12 401	12 240	12 244
Obligations	Titres de dettes	11 485	11 485	11 225	11 225
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	154	154	142	142
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	350	350	188	188
Créance de CSPE ⁽⁴⁾	Prêts et créances financières	409	412	684	688
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	1	1
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		28 895	30 798	29 844	31 624

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 189 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015 déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE tient compte du niveau des taux de marché.

26.2 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 30 juin 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 101,9 %. Au 31 décembre 2019, il était de 105,5 %.

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme, en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation de dotation aux actifs dédiés au titre de 2018 s'élevait à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative avait autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. Par un courrier reçu le 12 février 2020 (voir note 22.2), l'autorité administrative a indiqué à EDF que cette obligation devrait finalement être remplie en 2020 ; en revanche aucune dotation n'était à effectuer au titre de l'année 2019. La dotation aux actifs dédiés s'est élevée au premier semestre 2020 à 113 millions d'euros en valeur de réalisation, réalisée sous forme d'une dotation en titres. Les montants restant à doter sur le second semestre (en numéraire ou en titres) s'élèvent ainsi à 684 millions d'euros.

Les obligations nucléaires de long terme en France, visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2020	31/12/2019
Provisions pour gestion du combustible utilisé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 169	1 152
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 512	10 531
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	812	805
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 205	16 937
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	540	550
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	30 238	29 975
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	30 798	31 624
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	101,9 %	105,5 %

26.3 ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIEÉS SUR 2020

En décembre 2019, EDF SA avait acquis auprès d'EDF Renewables US une participation dans des parcs solaires (Catalina Solar, Switch) et éoliens (MiRose, Red Pine) aux Etats-Unis, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés dans le périmètre d'EDF Invest sur l'exercice 2019 et le solde au premier semestre 2020 pour 113 millions d'euros en valeur de réalisation (voir note 26.2). En avril 2020, EDF Invest a également acquis une part minoritaire d'Energy Assets Group (EAG) au Royaume-Uni (*smart meters*).

Le premier semestre 2020 a connu une situation inédite sur les marchés financiers. La poursuite de la croissance économique en début d'année a permis aux marchés actions d'atteindre de nouveaux plus hauts mi-février avant que l'extension de la crise du Covid-19 ne conduise à la baisse la plus forte depuis plus de 30 ans. La fermeture des économies, outre qu'elle a provoqué cette baisse majeure a eu pour conséquence un gel des marchés obligataires. Sans l'intervention en urgence des banques centrales qui ont été très réactives, même les marchés des emprunts d'Etat étaient à risque, et au bord d'une perte de liquidité. De manière plus usuelle, les marchés de crédit se sont également momentanément asséchés. Le point bas atteint le 20 mars a été suivi d'un rebond tout aussi inattendu par sa force qui s'est poursuivi jusqu'à la fin du semestre.

Au global, le portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) a enregistré des variations de juste valeur négatives sur le premier semestre 2020 en résultat financier à hauteur de (830) millions d'euros (voir note 12.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 1 801 millions d'euros au premier semestre 2019 et de 2 545 millions d'euros sur l'exercice 2019.

Le portefeuille d'actifs dédiés obligations a, quant à lui, enregistré des variations de juste valeur positive sur le premier semestre 2020 en OCI à hauteur de 9 millions d'euros (voir note 21.4.1) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 265 millions d'euros au premier semestre 2019 et de 162 millions d'euros en 2019.

NOTE 27 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2020. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

27.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2020	31/12/2019
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	27.1.1	17 003	15 248
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	27.1.2	17 459	18 237
Engagements donnés liés aux opérations de financement	27.1.3	6 149	6 343
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		40 611	39 828

(1) Hors achats d'énergie et de combustibles et hors locations en tant que preneur.

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation d'investissement ou de financement.

27.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

27.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz et services associés) s'élevaient à 25 373 millions d'euros au 31 décembre 2019. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2020.

27.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2020, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2020			31/12/2019
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	8 666	2 164	2 373	4 129	7 349
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	8 066	4 847	2 529	690	7 594
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	271	87	88	96	305
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXECUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	17 003	7 098	4 990	4 915	15 248

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 349 millions d'euros au 30 juin 2020 (1 019 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 30 juin 2020, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Renouvelables dans le cadre de ses projets de développement.

Leur évolution s'explique essentiellement par la hausse de la garantie maison mère octroyée par EDF au titre du différentiel d'évaluation des engagements de retraites au Royaume-Uni entre la méthode utilisée par les Trustees et celle prescrite par la norme IAS 19, et par de nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables aux États-Unis.

27.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Les engagements de location en tant que preneur non comptabilisés au bilan s'élevaient à 489 millions au 31 décembre 2019. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2020.

27.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2020, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	30/06/2020			31/12/2019
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 701	9 398	6 708	595	17 430
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	577	94	385	98	583
Autres engagements donnés liés aux investissements	181	141	40	-	224
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	17 459	9 633	7 133	693	18 237

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 218 millions d'euros au 30 juin 2020 (265 millions d'euros au 31 décembre 2019).

La baisse des engagements donnés sur acquisition d'actifs corporels et incorporels sur le premier semestre 2020 concerne principalement EDF Renouvelables en lien avec l'avancement des projets, principalement localisés aux États-Unis.

27.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2020 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	30/06/2020			31/12/2019
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 317	56	2 307	1 954	4 587
Garanties financières données	1 369	41	630	698	1 314
Autres engagements donnés liés au financement	463	404	9	50	442
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	6 149	501	2 946	2 702	6 343

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 624 millions d'euros au 30 juin 2020 (1 225 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

27.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 30 juin 2020.

(en millions d'euros)	30/06/2020	31/12/2019
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	7 865	8 521
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	138	181
Engagements reçus liés aux opérations de financement ⁽²⁾	18	22
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS	8 021	8 724

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés. Hors engagements de location simple en tant que bailleur (770 millions d'euros au 31 décembre 2019).

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 23.2.3.

Au 30 juin 2020, les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation comprennent des engagements sur

ventes d'exploitation pour un montant de 6 367 millions d'euros (6 706 millions d'euros au 31 décembre 2019). Ils concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

NOTE 28 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2019. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public notamment auprès du groupe Orano pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire.

NOTE 29 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLÔTURE

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.



KPMG Audit S.A.
Tour EQHO
2, avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France



Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris-La Défense Cedex
France

Electricité de France S.A.

Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2020

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2020
Electricité de France S.A.
22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris



KPMG Audit
Tour EQHO
2, avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France



Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris-La Défense Cedex
France

Electricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2020

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2020

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par l'Assemblée Générale et en application de l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société Electricité de France S.A., relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2020, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes consolidés semestriels résumés ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration le 29 juillet 2020 sur la base des éléments disponibles à cette date dans un contexte évolutif de crise liée au Covid-19 et de difficultés à appréhender ses incidences et les perspectives d'avenir. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

I – Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.



KPMG Audit
Tour EQHO
2, avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France



Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris-La Défense Cedex
France

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés résumés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

II – Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité établi le 29 juillet 2020 commentant les comptes semestriels consolidés sur lesquels a porté notre examen limité. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés résumés.

Paris-La Défense, le 29 juillet 2020

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Leurent

Christophe Patrier