Société anonyme
au capital de 1 525 484 813 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

Document d'Enregistrement Universel (URD) 2018 intégrant le rapport financier semestriel au 30 juin 2019

Sommaire

I. Attestation du responsable du Document d'Enregistrement Universel (URD) 2018 3

II. Rapport financier semestriel 30 juin 2019 4

III. Table de correspondance du document d'enregistrement universel 2018 5

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Ce Document d'Enregistrement Universel (URD) a été déposé le 29 juillet 2019 auprès de l'AMF, en tant qu'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable comformément à l'article 9 dudit règlement.

Ce Document d'Enregistrement Universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de valeurs mobilières ou de l'admission de valeurs mobilières à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note relative aux valeurs mobilières et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au document d'enregistrement universel. L'ensemble est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) n°2017/1129.

Le présent document d'enregistrement universel :

- incorpore par référence le Document de Référence 2018 du groupe EDF déposé auprès de l'AMF le 15 mars 2019 sous le numéro D-19-157 (le **Document de Référence 2018**) https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-reglementees/document-de-reference/edf-ddr-2018-fr.pdf

, et met à jour les rubriques nécessaires conformément à la règlementation.

Une table de correspondance est fournie dans le présent document d'enregistrement universel dans la section III afin de permettre de retrouver facilement les informations incorporées par référence et celles mises à jour ou modifiées.

Des exemplaires du présent Document d'Enregistrement Universel et du Document de Référence 2018 sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris cedex 08) et sur son site internet (http://www.edf.com) ainsi que sur le site internet de l'AMF en cliquant sur le lien suivant : https://www.amf-france.org/technique/multimedia?docId=e31bf44e-fe17-4f45-afec b7ddf6b67e90&famille=BDIF&bdifId=7510-91.D_D.19-0157

I. ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL (URD) 2018

RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2018

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF.

ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2018

Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2018 J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019 sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité figurant à la section II.2 du présent document présente une image 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.

Jean-Bernard Lévy,
Président-Directeur Général d'EDF

II. RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 30 JUIN 2019

Société anonyme
au capital de 1 525 484 813 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 2019

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 25 juillet 2019 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019 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 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 de référence du groupe EDF pour l'année 2018.

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 2019

2. RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ AU 30 JUIN 2019

3. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2019

4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2019 (PÉRIODE DU 1er JANVIER AU 30 JUIN 2019)

DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2019

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 25 juillet 2019

M. Jean-Bernard Lévy

Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITÉ AU 30 JUIN 2019

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 Programme de rachat d'actions adopté par l'Assemblée générale mixte du 16 mai 2019 14
3.7 Autres événements marquants 14
4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2018 ET 2019 15
4.1 Chiffre d'affaires 15
4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE) 18
4.3 Résultat d'exploitation 21
4.4 Résultat financier 22
4.5 Impôts sur les résultats 23
4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises 23
4.7 Résultat net des activités en cours de cession 23
4.8 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle 23
4.9 Résultat net part du Groupe 23
4.10 Résultat net courant 23
5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS 24
5.1 Cash-flow généré par les opérations 24
5.2 Cash-flow avant Hinkley Point C et Linky 25
5.3 Cash-flow Groupe 26
5.4 Effet de la variation de change 26
5.5 Autres variations monétaires 26
5.6 Ratios financiers 26
6 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS 27
6.1 Gestion et contrôle des risques financiers 27
6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies 33
7 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES .33
8 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2019 33
9 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS 33
9.1 Procédures concernant EDF 33
9.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF 35
10 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE 36
11 PERSPECTIVES FINANCIÈRES 36

1 CHIFFRES CLÉS

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 2019 du groupe EDF sont préparés sur la base 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 2019. 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 2019.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019 du groupe EDF.

Depuis le 1er janvier 2019, le Groupe applique la norme IFRS 16 « Contrats de locations » selon la méthode rétrospective dite « modifiée ». L'information comparative présentée dans ce document n'est pas retraitée des impacts de la mise en place de la norme. En conséquence, les comptes au 30 juin 2019 sont établis sans retraitement de l'exercice précédent (*cf.* note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).

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 1er 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. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2018 est présenté en note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019.

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 2018.

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2019 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	1er semestre 2019 (1)	1er semestre 2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	36 469	34 962	1 507	+ 4,3	+ 3,7
Excédent brut d'exploitation (EBE)	8 346	8 062	284	+ 3,5	+ 0,1
Résultat d'exploitation	3 672	3 595	77	+ 2,1	+ 3,0
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 542	1 977	1 565	+ 79,2	+ 82,8
Résultat net part du Groupe	2 498	1 726	772	+ 44,7	+ 46,6
Résultat net courant (3)	1 402	1 739	(337)	- 19,4	- 17,6

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

(3) 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)	1er semestre 2019	1er semestre 2018
Résultat net part du Groupe	2 498	1 726
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	(1 570)	(36)
Pertes de valeur	474	49
Dont Edison : cession activités E&P (application IFRS 5)	*414*	*10*
RÉSULTAT NET COURANT	**1 402**	**1 739**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(334)	(378)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	**1 068**	**1 361**

CASH-FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	30/06/2019	30/06/2018 (1)	Variation en valeur	Variation en %
Cash-flow Groupe (2) (3)	1 049	1 546	(497)	- 32,1

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Les comptes au 30 juin2019 sont établis en appliquant la norme IFRS16. Les données comparatives n'ont pas été retraitées et l'impact aurait été sur le cash-flow Groupe de + 302 millions d'euros.

(3) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être 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 Hinkley Point C et Linky (voir la section 5).

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net (1)	37 374 (2)	33 388	3 986	+ 11,9
Capitaux propres - part du Groupe	45 154	44 469	685	+ 1,5
Endettement financier net/EBE	2,4 (3)	2,2		

(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 21.3 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).

(2) L'endettement financier net au 30 juin 2019 intègre l'impact de l'application de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019 pour 4 492 millions d'euros.

(3) Le ratio au 30 juin 2019 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2018 et du premier semestre 2019.

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 1er semestre 2019, les prix *spot* de l'électricité en Europe sont restés proches de ceux du 1er semestre 2018, certains pays comme la France ayant connu une légère hausse tandis que d'autres, comme le Royaume-Uni, ont vu leurs prix *spot* diminuer.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du 1er semestre 2019 en base *(€/MWh)*	41,0	53,4	55,1	38,3	41,5
Variation 2019/2018 des moyennes en base sur le 1er semestre	+ 1,9 %	- 10,9 %	+ 2,5 %	+ 7,2 %	- 6,7 %
Moyenne du 1er semestre 2019 en pointe *(€/MWh)*	47,4	57,4	60,4	44,6	48,6
Variation 2019/2018 des moyennes en pointe sur le 1er semestre	- 1,6 %	- 10,4 %	+ 0,1 %	+ 5,4 %	- 6,2 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 41,0 €/MWh en base et à 47,4 €/MWh en pointe sur le 1er semestre 2019, soit une hausse de 0,8 €/MWh en base et une baisse de 0,8 €/MWh en pointe par rapport au 1er semestre 2018. Cette relative stabilité masque des variations de prix importantes par rapport à 2018. Les prix de janvier 2019 se sont en effet établis 26,2 €/MWh au-dessus de ceux de janvier 2018 en raison de températures 3,7°C inférieures à celles de l'an dernier, induisant une hausse de la demande en électricité. Au contraire, les prix de mars et de juin notamment ont perdu respectivement 14,4 €/MWh et 13,1 €/MWh en base par rapport aux mêmes mois l'an dernier. Ces baisses s'expliquent par un mois de mars plus clément poussant la demande à la baisse par rapport à 2018 et par un mois de juin avec une forte production EnR en France et en Allemagne, conjuguée à une baisse des prix *spot* du gaz.

Au 1er semestre 2019, la demande française s'est établie à 245,7 TWh, en baisse de 3,4 TWh par rapport à la même période en 2018. Après une année 2018 proche des records historiques, la production hydraulique sur le début de l'année 2019 est en forte baisse par rapport à l'an dernier (- 9,3 TWh par rapport à fin juin 2018). Ce manque de production a été compensé par une disponibilité nucléaire en hausse (+ 1,1 TWh par rapport à fin juin 2018), ainsi que par une plus forte sollicitation des moyens gaz (+ 5,0 TWh par rapport à fin juin 2018). Les moyens charbon ont vu leur production fortement reculer (- 2,1 TWh par rapport à fin juin 2018). Les productions éolienne et photovoltaïque ont de leur côté connu une hausse respective de 1,7 TWh et 1,3 TWh pour atteindre respectivement 15,8 TWh et 5,9 TWh

*(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.

sur le 1er semestre 2019. Par ailleurs, le solde exportateur de la France a diminué cette année de 2,2 TWh (1) par rapport au 1er semestre 2018. Au premier trimestre, la hausse des importations nettes sur janvier (+ 6,0 TWh par rapport à janvier 2018) due à des températures plus basses qu'en 2018 a été compensée par une hausse des exportations nettes en février et mars. C'est surtout sur le printemps que les exportations nettes françaises sont en recul (- 2,2 TWh), principalement vers le Royaume-Uni suite à une plus faible disponibilité de l'interconnexion et vers CWE en raison d'une forte production éolienne en Allemagne cette année alors qu'elle avait été faible au printemps 2018.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 53,4 €/MWh sur le 1er semestre 2019. Ils ont perdu 6,5 €/MWh par rapport au 1er semestre 2018, et ce malgré une hausse des prix sur le début d'année. Suite à des températures plus basses qu'en 2018, les prix sur janvier s'étaient en effet établis à 12,3 €/MWh au-dessus de ceux de janvier 2018. Cette hausse a été de courte durée, les prix *spot* moyens de mars à juin 2019 se situant près de 13 €/MWh en moyenne en dessous des niveaux de 2018 à la même période. Le recul des prix sur le mois de mars est dû à des températures plus clémentes qu'en 2018 où une vague de froid tardive avait fait fortement augmenter la demande en gaz à un moment où l'offre était tendue en Grande-Bretagne suite aux indisponibilités fortuites sur un champ norvégien et sur l'interconnexion avec les Pays-Bas. Cela avait provoqué un pic de prix sur le gaz et sur l'électricité. Au printemps, c'est surtout à la forte baisse des prix *spot* du gaz qu'est due la baisse des prix de l'électricité, ces derniers étant très corrélés aux prix du gaz au Royaume-Uni.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 1,3 €/MWh par rapport au 1er semestre 2018 pour s'établir en moyenne à 55,1 €/MWh au cours du 1er semestre 2019. Cette hausse est principalement portée par le mois de janvier où les prix étaient supérieurs de 18,7 €/MWh à ceux de janvier 2018 en raison de températures plus basses cette année. Au contraire, les prix de juin ont été bien moins élevés cette année (- 8,7 €/MWh par rapport à juin 2018) en raison de la baisse du prix *spot* du gaz.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont augmenté de 2,6 €/MWh par rapport au 1er semestre 2018 pour s'établir en moyenne à 38,3 €/MWh au cours du 1er semestre 2019. Comme partout en Europe, cette hausse est due à un mois de janvier plus cher en raison de températures moins élevées que l'an dernier (+ 19,9 €/MWh par rapport à janvier 2018), mais elle a été partiellement compensée par le recul des prix sur mars et juin. En mars, les prix ont été tirés à la baisse par des températures plus clémentes qu'en 2018, ainsi que par une production éolienne record dans le pays (16,0 TWh). En juin, la baisse du prix *spot* est liée à celle du prix du gaz court-terme. Au printemps, l'Allemagne est en effet le plus souvent importatrice depuis la France notamment et son prix *spot* est ainsi souvent influencé par le prix français. La production éolienne est en hausse de 10,1 TWh par rapport au 1er semestre 2018 pour s'établir à 65,1 TWh sur le 1er semestre 2019. La production photovoltaïque a de son côté connu une hausse de 1,4 TWh pour s'établir à 22,7 TWh sur le 1er semestre 2019. À fin mai (2) 2019, les puissances installées éoliennes et photovoltaïques en Allemagne sont respectivement d'environ 60 GW et 48 GW. Plusieurs épisodes caractérisés par des productions éolienne et photovoltaïque importantes ont donné lieu à des prix négatifs (142 heures sur le 1er semestre 2019 contre 104 heures sur les six premiers mois de 2018). Le prix horaire le plus bas a été atteint le 8 juin 2019 à - 90,0 €/MWh.

En **Belgique**, les prix *spot* ont reculé de 3,0 €/MWh par rapport au 1er semestre 2018, s'établissant en moyenne à 41,5 €/MWh lors du premier semestre 2019. L'année avait pourtant débuté avec des prix en hausse, les prix du mois de janvier étant supérieurs de 23,7 €/MWh à ceux de janvier 2018 en raison de températures plus basses cette année, ainsi que d'une disponibilité du nucléaire belge dégradée en début d'année. En effet, trois tranches sur sept étaient à l'arrêt en janvier 2019 contre seulement une à la même période en 2018. La baisse des prix *spot* belge est principalement portée par le mois de mars (- 13,1 €/MWh par rapport à mars 2018) en raison d'une forte production éolienne partout en Europe et particulièrement en Allemagne, ainsi que par le mois de juin (- 22,5 €/MWh par rapport à juin 2018) qui a profité de la baisse des prix *spot* du gaz et d'une meilleure disponibilité nucléaire qu'en 2018 (seulement deux tranches à l'arrêt contre quatre l'an dernier).

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe (3)

	France	Royaume- Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2020 à terme en base sur le 1er semestre 2019 *(€/MWh)*	51,4	60,4	60,6	48,4	51,8
Variation 2019/2018 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1er semestre	+ 21,0 %	+ 10,6 %	+ 16,5 %	+ 28,5 %	+ 23,2 %
Prix à terme du contrat annuel 2020 en base au 30 juin 2019 *(€/MWh)*	51,7	57,3	61,9	49,2	52,1
Moyenne du prix du contrat annuel 2020 à terme en pointe sur le 1er semestre 2019 *(€/MWh)*	65,6	66,8	68,0	59,2	63,9
Variation 2019/2018 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1er semestre	+ 21,0 %	+ 11,4 %	+ 14,5 %	+ 26,7 %	+ 20,4 %
Prix à terme du contrat annuel 2020 en pointe au 30 juin 2019 *(€/MWh)*	63,6	64,0	68,8	58,6	63,3

Partout en Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en hausse par rapport au 1er semestre 2018, cette hausse s'expliquant principalement par celle des prix du CO_2, ainsi que du gaz.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 51,4 €/MWh, en hausse de 21 % par rapport au premier semestre 2018. Cette hausse s'explique principalement par celle du prix du CO_2, qui a pratiquement doublé par rapport à l'année dernière. Ainsi, le produit Calendar N+1 a clôturé le semestre à 51,7 €/MWh.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1er avril N+1 au 31 mars N+2, a augmenté sur le premier semestre 2019 de près de 11 % par rapport au premier semestre 2018 pour s'établir à 60,4 €/MWh en moyenne en raison de la hausse des prix du gaz et du CO_2.

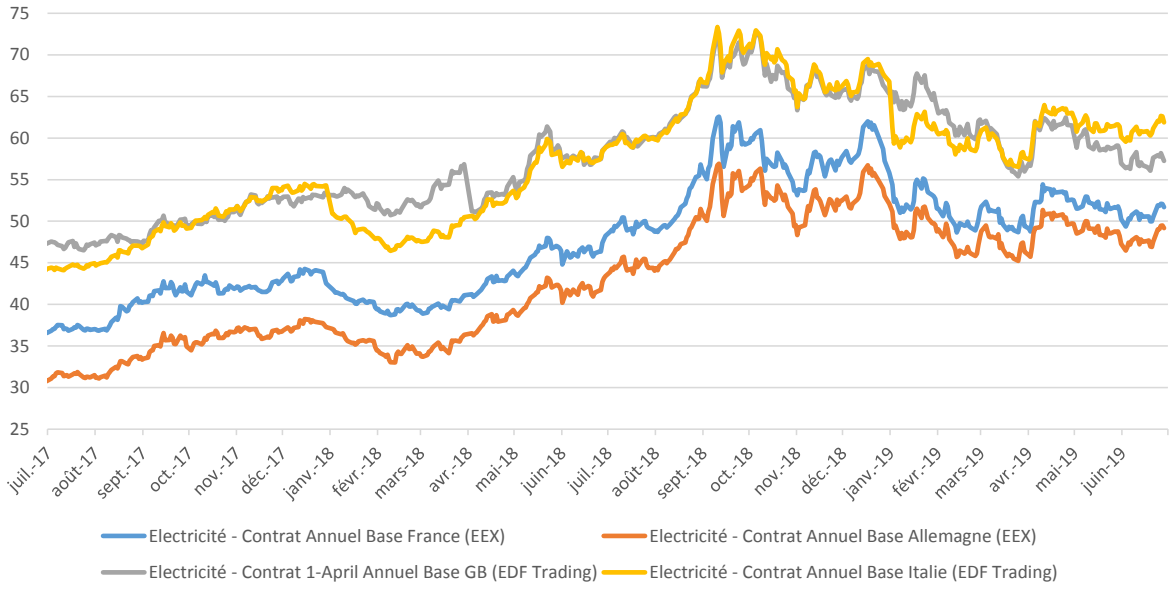
*(1). **Source** : aperçus mensuels de RTE jusqu'à mai 2019, l'ENTSO-E Transparency Platform pour juin 2019*
(2). Données à fin juin non disponibles.
*(3) **France** et **Allemagne :** cotation EEX de l'année suivante ;*
***Belgique** et **Italie :** cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;*
***Royaume-Uni** : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2019 puis avril 2020 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).*

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base a également augmenté, pour s'établir en moyenne à un prix de 60,6 €/MWh sur le premier semestre 2019, soit 17 % plus élevé que lors du premier semestre 2018. Cette augmentation s'explique par la forte hausse du prix du CO_2.

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N+1 en base a connu une hausse sur le premier semestre 2019 de 28 % par rapport au premier semestre 2018, pour s'établir à 48,4 €/MWh en moyenne. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse du prix du CO_2 entre les deux années. En effet, les moyens charbon contribuent toujours fortement à la formation du prix allemand, et sont plus fortement impactés que les moyens gaz par la hausse du prix du CO_2.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base s'est établi en moyenne à 51,8 €/MWh sur le premier semestre 2019, soit 23 % de plus que lors du premier semestre 2018 en raison de la hausse des prix du CO_2 et du gaz. Cette augmentation est à rapprocher de celles des prix allemands et français, l'évolution des prix de ces pays étant fortement corrélés.

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

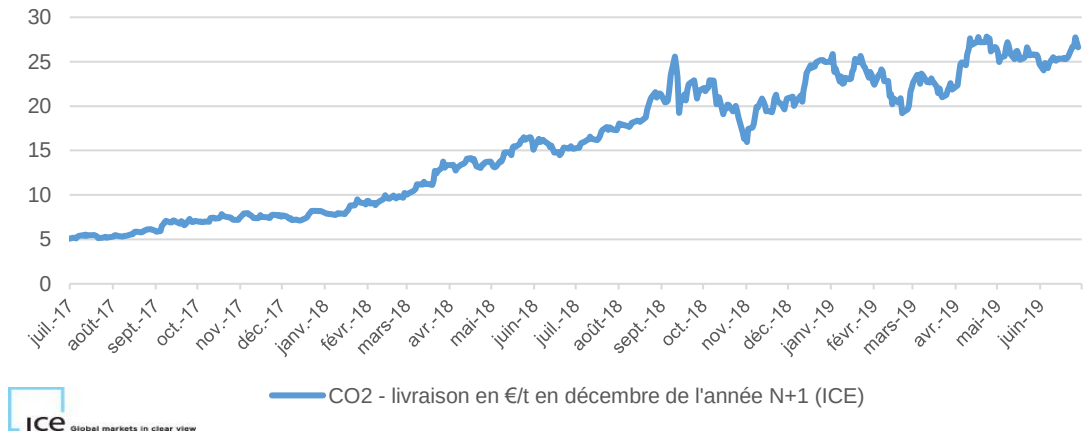


2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 (1)

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 a clôturé le semestre à 26,6 €/t, en hausse de 11,4 €/t par rapport à fin juin 2018. Cette hausse s'explique principalement par l'accord sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030 visant à réduire le nombre de quotas en circulation. Fin 2018, les prix ont été très volatils, évoluant entre 15 et 25 €/t au gré de l'avancée des négociations autour du Brexit et des comportements spéculatifs de certains acteurs.

Les prix ont été tirés à la baisse fin janvier suite à la recommandation de la Commission sur la Sortie du Charbon en Allemagne d'une fermeture progressive de l'ensemble du parc lignite et charbon allemand, avec des déclassements pouvant avoir lieu dès 2022. Ils sont repartis à la hausse en mars, l'hypothèse d'un « Hard Brexit » d'ici fin mars puis fin avril semblant alors de moins en moins probable. Pour mémoire, une sortie sans accord du Royaume-Uni de l'Union européenne entraînerait un afflux de quotas sur le marché, les installations britanniques devant revendre tous leurs quotas d'émissions, devenus inutiles en Grande-Bretagne, dans un délai pouvant être réduit. Par ailleurs, les derniers acteurs non encore couverts pour 2018 devant acheter les quotas manquants en vue de la mise en conformité fin avril, le prix du CO_2 a dépassé les 27 €/t mi-avril, niveau qui n'avait pas été atteint depuis juillet 2008, avant de se stabiliser autour de 25 €/t.

→ Évolution du prix des droits d'émission de CO_2



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

2.1.4 Prix des combustibles fossiles (1)

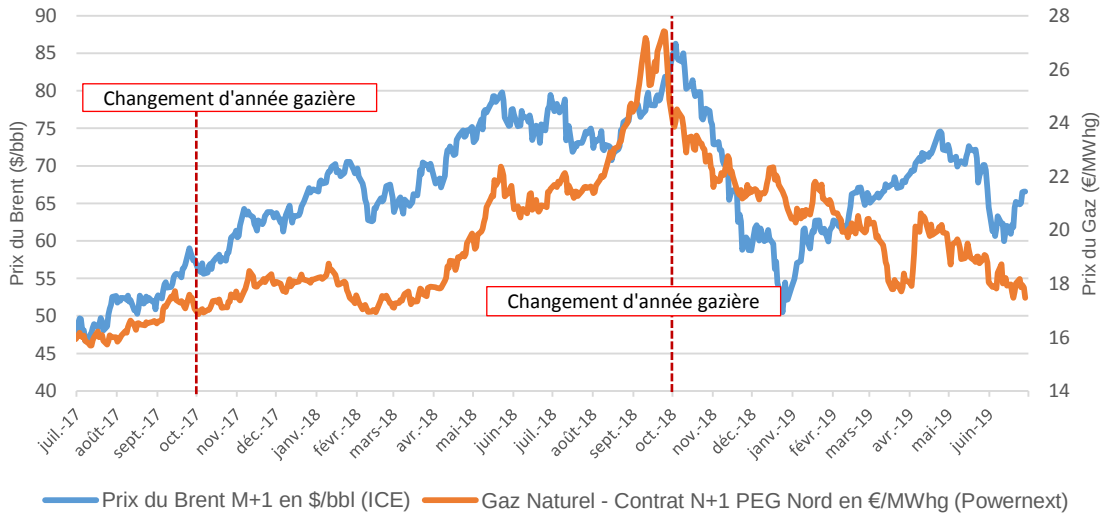
	Pétrole *(US$/bbl)*	Gaz naturel *(€/MWhg)*	Charbon *(US$/t)*
Moyenne du 1er semestre 2019	66,2	19,5	74,1
Variation 2019/2018 des moyennes sur le 1er semestre	- 7,0 %	+ 2,9 %	- 10,8 %
Plus haut au 1er semestre 2019	74,6	21,8	87,0
Plus bas au 1er semestre 2019	54,9	17,5	62,2
Prix au 30 juin 2019	66,6	17,5	64,7
Prix au 30 juin 2018	79,4	21,5	89,5

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 66,2 $/bbl sur le 1er semestre 2019, en baisse de 7 % (- 5,0 $/bbl) par rapport au 1er semestre 2018, et il a clôturé le semestre en baisse de 12,9 $/bbl par rapport à fin juin 2018. Cette baisse s'explique principalement par la chute du prix du baril en fin d'année dernière (- 35 $/bbl sur le dernier trimestre 2018). Depuis janvier, le prix du pétrole est reparti à la hausse en raison de la limitation de production des pays membres de l'OPEP, en particulier l'Arabie Saoudite, des sanctions contre le pétrole vénézuélien et du ralentissement de la production du Nigéria suite à l'action de groupes rebelles. Il a été également porté par des prévisions de demande soutenue, avec des signaux positifs envoyés par les économies chinoise et nord-américaine. Après s'être stabilisé autour de 70 $/bbl en avril-mai, le prix du Brent a perdu près de 10 $/bbl sur les premiers jours de juin en raison de l'annonce par les États-Unis de la mise en place de droits de douane sur les importations mexicaines. Ces frictions, venues s'ajouter au conflit commercial sino-américain, font craindre un ralentissement de l'économie. La montée des tensions au Moyen-Orient mi-juin suite aux attaques de deux tankers en mer d'Oman et à la destruction d'un drone américain par Téhéran, a cependant fait repartir les prix à la hausse.

Le **contrat annuel gazier** pour livraison en N+1 sur le hub français PEG s'est échangé en moyenne à 19,5 €/MWh sur le 1er semestre 2019, en légère hausse par rapport au 1er semestre 2018 (+ 0,6 €/MWh soit + 3 %). Cette relative stabilité ne reflète cependant pas le contexte d'évolution des prix du gaz : en 2018, les prix avaient connu une hausse quasi-continue sur le 1er semestre, alors que cette année les prix sont globalement orientés à la baisse. Le prix du gaz a ainsi clôturé le semestre 4,1 €/MWh en dessous du niveau de fin juin 2018. À l'instar des prix du charbon, les prix du gaz ont fortement baissé depuis le début de l'année (- 3,0 €/MWh), principalement en lien avec des niveaux de stockage très élevés pour la saison. En raison de températures relativement douces, la demande en gaz de cet hiver est restée modérée, que ce soit pour satisfaire les besoins en chauffage ou la production d'électricité, induisant peu de soutirages sur les stockages. Cet effet a été amplifié par une forte hausse de l'approvisionnement en GNL de l'Europe, les cargos américains préférant actuellement le vieux continent aux pays asiatiques suite au fort recul des prix du gaz en Asie. À noter que cette offre abondante a eu un fort effet baissier sur les prix court-terme du gaz, poussant les prix *spot* en dessous de la barre des 10 €/MWh en juin, ce qui n'était pas arrivé depuis près de dix ans.

Sur le 1er semestre 2019, le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 74,1 $/t, en baisse de 11 % (- 9,0 $/t) par rapport au 1er semestre 2018. Il a clôturé le semestre 24,8 $/t en-dessous du prix de fin juin 2018. Après avoir approché avec la barre des 100 $/t le 3 octobre 2018, le prix du charbon n'a en effet eu de cesse de baisser depuis, et a notamment perdu 17,5 $/t depuis le début de l'année, en raison de niveaux de stocks très élevés partout en Europe. Les stocks de charbon ont commencé à s'amasser au niveau des ports du Bénélux fin 2018 en raison du niveau bas du Rhin limitant l'acheminement du charbon vers les centrales allemandes, et ont continué d'augmenter au cours de l'hiver suite à une faible demande pour la production d'électricité. Ils ont ainsi atteint un niveau record en sortie d'hiver. La baisse des prix à terme a également été alimentée par des prévisions de demande mondiale en baisse, ainsi que par différents signaux indiquant de possibles déclassements des centrales charbon allemandes dès 2022.

→ Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



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

2.2 Consommation d'électricité et de gaz

2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

Sur le premier semestre 2019, la consommation d'électricité en **France** (1) qui a atteint 247,7 TWh, est stable par rapport au premier semestre 2018.

Sur le premier semestre 2019, la consommation de gaz naturel en **France** (2) a augmenté de 3,0 % (+ 7,8 TWh) par rapport au premier semestre 2018, pour s'établir à 266,8 TWh. La consommation des mois de février et mars est en forte diminution par rapport à 2018 (- 20,4 % et - 17,4 % respectivement) en raison de températures supérieures aux normales entraînant une baisse de la demande en chauffage gaz et une moindre sollicitation des moyens gaz pour la production d'électricité. En revanche, sur les mois de janvier, avril et mai, la consommation a fortement augmenté (+ 24,9 %, + 22,5 % et + 38,1 % respectivement) en raison de températures inférieures à celles observées en 2018 (- 3,7 °C, - 2,1 °C et - 2,3 °C respectivement). En juin, la hausse de la consommation a surtout été portée par la forte sollicitation des moyens gaz (+ 1,0 TWh par rapport à juin 2018), dont la rentabilité a augmenté grâce aux faibles prix du gaz sur le marché *spot*.

2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

Au premier semestre 2019 la consommation d'électricité en **Italie** (3) est en légère baisse (- 0,6%). La production électrique a augmenté de 2,6 % par rapport au premier semestre 2018. La hausse de la production thermoélectrique à gaz, eolienne et solaire a plus que compensé la diminution de la production hydroélectrique (- 17,1%). Les importations nettes ont baissé de 18,7 %.

La demande intérieure de gaz naturel en **Italie** (4) a augmenté de 4,3 % en raison d'une hausse de la demande thermoélectrique (+ 16,7 %). La demande résidentielle a diminué de 0,8 % en raison de temperatures plus douces en février et en mars et la demande industrielle est stable par rapport au premier semestre 2018.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente ont augmenté de 7,7 % HT le 1er juin 2019 pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels (voir note 3.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1er janvier 2019. Le niveau du plafonnement a été revu à la hausse de 10 % à partir du 1er avril 2019 pour refléter l'évolution du prix des marchés de gros.

2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

Ce premier semestre 2019 se termine au-dessous de la normale de 0,1 °C avec des températures assez contrastées selon les mois.

L'hiver 2018-2019 se classe parmi les 10 hivers les plus doux depuis le début du XXe siècle (source Météo France), malgré un mois de janvier proche des normales de saison.

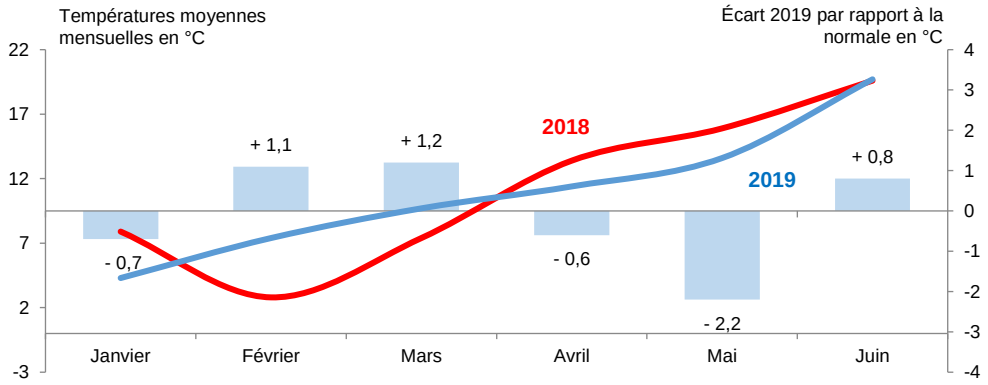
En février, il y a eu un épisode froid en début de mois, puis des températures douces et contrastées. La France a connu un pic de douceur hivernale historique en seconde partie de mois. Mars est resté doux, avec 1,2°C au-dessus de la normale.

Par rapport au premier trimestre 2018, 2019 présente des écarts de températures moyennes mensuelles importants, respectivement sur janvier, février et mars, - 3,7°C ; + 4,6°C et + 2,3°C.

Le mois de mai a été globalement très frais (2,2°C sous les normales).

Le début du mois de juin a été sous les normales (notamment le 11 juin avec 5,6°C au-dessous des normales). Puis, des records de chaleur ont été battus avec une canicule d'intensité exceptionnelle (notamment le 27 juin avec 7,6°C au-dessus des normales).

→ Températures (1) (2) en France aux premiers semestres 2019 et 2018



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

(2) Source Miréor (données Météo France).

*(1) Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE (données du mois de juin 2019 estimées car non disponibles à ce jour).*

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

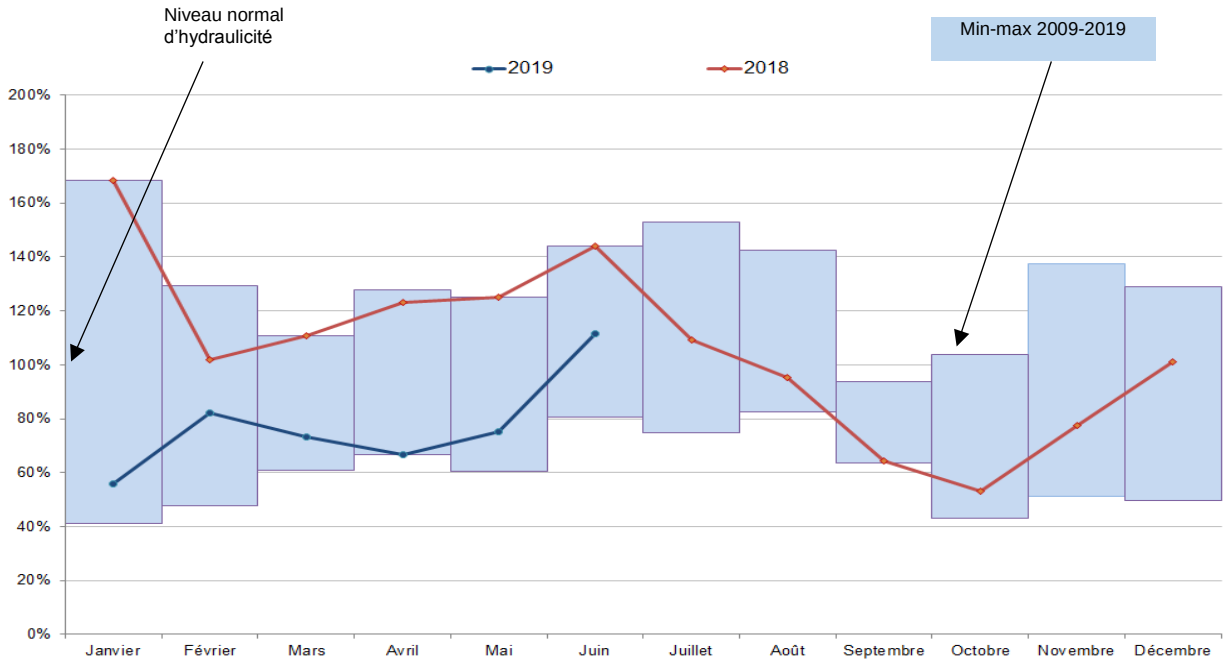
*(3) Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.*

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

Concernant la pluviométrie, le premier semestre 2019 a été marqué par des précipitations :

- déficitaires sur le Sud de l'Europe, notamment en Espagne et sur l'Arc méditérannéen ;
- excédentaires sur la Scandinavie ;
- voisines de la normale ailleurs.

→ **Hydraulicité en France en 2018 et au premier semestre 2019 (1)**



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

En France, les précipitations ont été assez déficitaires sur la première partie de l'année (notamment en février, mars et juin). Associées à des températures d'air très contrastées (notamment en avril et en mai), elles ont conduit à une évolution de l'enneigement atypique avec, sur les Alpes, une fonte retardée et concentrée en juin.

Conséquence de cette météorologie dévaforable, l'hydraulicité France a été déficitaire sur tous les mois du premier semestre 2019, à l'exception du mois de juin. Il s'agit du deuxième semestre le plus sec sur les 30 dernières années.

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS (1) (2)

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 15 mars 2019, du document de référence 2018 (voir sections 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2018 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

3.1 Événements majeurs

3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

EDF Renouvelables (3)

- Durant le premier semestre 2019, EDF Renouvelables a procédé à différentes mises en service, signé des contrats de vente d'électricité et réalisé de nouveaux projets.
- Le Conseil d'État a validé les dernières autorisations administratives des projets de parcs éoliens en mer de Fécamp et Courseulles-sur-Mer (*cf.* CP du 24 juillet 2019).
- Le consortium mené par le groupe EDF a remporté le projet éolien en mer de Dunkerque (*cf.* communiqué de presse (CP) du 14 juin 2019 et note 3.1.3.5 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).
- Le Conseil d'État a validé l'autorisation d'exploiter du projet de parc éolien en mer de Saint-Nazaire (*cf.* CP du 7 juin 2019 et note 3.1.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).
- Le consortium EDF, Masdar et Green of Africa a remporté la première phase du projet solaire de Noor Midelt I au Maroc (*cf.* CP du 22 mai 2019 et note 3.1.3.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).

(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 de référence 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

- EDF Renouvelables a finalisé l'acquisition du groupe LUXEL, développeur et exploitant français de projets solaires (*cf.* CP du 1er avril 2019 et note 3.1.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).
- EDF a conclu des accords pour construire et exploiter deux fermes d'éoliennes *offshore*, et pour optimiser un réseau de chaleur et de climatisation dans la ville de Wuhan (*cf.* CP du 25 mars 2019 et note 3.1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).
- EDF Renouvelables a acquis une participation majoritaire dans un portefeuille d'actifs de 77 MWc d'installations photovoltaïques en toiture, auprès d'Asia Clean Capital (*cf*. CP du 21 mars 2019).

EDF Pulse Croissance

- EDF a fait l'acquisition d'energy2market (e2m) et se renforce dans la gestion des énergies décentralisées en Europe (*cf*. CP du 13 juin 2019).
- EDF a lancé DREEV, sa nouvelle filiale pour concrétiser les ambitions du Groupe dans le *smart charging* (*cf.* CP du 20 mai 2019).
- EDF a lancé Hynamics, une filiale pour produire et commercialiser de l'hydrogène bas carbone (*cf.* CP du 2 avril 2019).

3.1.2 Filière nucléaire

- Hinkley Point C : un jalon industriel majeur franchi avec la fin du coulage du béton du radier de l'îlot nucléaire (*cf.* CP du 28 juin 2019 disponible sur le site internet www.edfenergy.com).
- EPR de Flamanville : EDF a pris 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. (cf. CP du 20 juin 2019 et note 3.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).
  - Trois scénarios de remise à niveau des soudures de traversée sont à l'étude.
  - Après instruction détaillée des trois scénarios et échanges avec l'ASN, le Groupe communiquera dans les prochains mois sur les implications du scénario retenu en termes de planning et de coût.
  - À date, la mise en service ne peut être envisagée avant fin 2022.
  - Une nouvelle demande de modification du décret d'autorisation de création de Flamanville 3, pour en prolonger le délai, a été déposée par EDF le 23 juillet 2019.

3.2 Plan de cession d'actifs

- Edison a annoncé la signature d'un accord engageant avec Energean Oil and Gas pour la cession de ses actifs d'exploration et de production de gaz (*cf*. CP du 4 juillet 2019 disponible sur le site internet : www.edison.it et note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).
- EDF a annoncé la réalisation de la cession de sa participation de 25 % dans Alpiq (*cf*. CP du 28 mai 2019 et note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).

3.3 Structure financière

- EDF a signé deux lignes de crédit renouvelables bilatérales avec Crédit Agricole CIB et Société Générale CIB, portant le total de ses facilités de crédit indexées sur des critères ESG à plus de 5 milliards d'euros (*cf*. CP du 22 juillet 2019).
- EDF et BBVA ont signé une ligne de crédit renouvelable de 300 millions d'euros dont le coût sera indexé sur des indicateurs de performance d'EDF en matière d'émissions de CO_2 et d'efficacité énergétique. (*cf.* CP du 22 mars 2019 et note 3.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).

3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 3.3.1 « Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) » ;
- note 3.3.2 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV - tarifs bleus) » ;
- note 3.3.3 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) » ;
- note 3.3.4 « Compensation des charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 3.3.5 « Mécanisme de capacité » ;
- note 3.3.6 « Certificats d'économie d'énergie (CEE) » ;
- note 3.3.7 « ARENH ».

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

L'Assemblée générale des actionnaires réunie le 16 mai 2019 a approuvé le renouvellement du mandat d'administrateur de Jean-Bernard Lévy pour une durée de quatre ans, la nomination en qualité d'administrateurs d'Anne Rigail, Bruno Crémel, Gilles Denoyel et Philippe Petitcolin pour une durée de quatre ans et le renouvellement des mandat d'administrateurs de Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner, Laurence Parisot, Michèle Rousseau et Maurice Gourdault-Montagne pour une durée de deux ans. Mmes Lepetit, Rigail et Rousseau et MM. Denoyel et Gourdault-Montagne ont été nommés sur proposition de l'État en application de l'ordonnance n°2014-948 du 20 août 2014.

Le Conseil d'administration réuni le même jour a décidé de proposer au Président de la République le renouvellement du mandat de Président-Directeur Général de Jean-Bernard Lévy. Cette nomination a été confirmée par décret du Président de la République du 22 mai 2019. (*cf.* CP du 16 mai 2019).

À l'issue des élections des administrateurs représentant les salariés au Conseil d'administration d'EDF, qui se sont tenues du 7 au 13 juin 2019, la répartition des sièges au Conseil demeurera inchangée, avec trois administrateurs parrainés par la CGT, un administrateur parrainé par la CFDT, un administrateur parrainé par la CFE-CGC et un administrateur parrainé par FO. Christine Chabauty et Christophe Cuvilliez (CGT) seront remplacés par Karine Migliorini et Claire Bordenave. Vincent Rodet succèdera à Marie-Hélène Meyling (CFDT). Les mandats de Jacky Chorin (FO), Jean-Paul Rignac (CGT) et Christian Taxil (CFE-CGC) sont renouvelés. Les mandats des administrateurs salariés actuellement en fonction prendront fin le 22 novembre 2019 et les nouveaux mandats prendront effet le lendemain, pour une durée de 4 ans.

Après avoir pris acte de la démission de Maurice Gourdault-Montagne, le Conseil d'administration réuni le 28 juin 2019 a nommé à titre provisoire François Delattre en qualité d'administrateur, en remplacement de Maurice Gourdault-Montagne, pour la durée restant à courir du mandat de ce dernier. La nomination de François Delattre sera soumise pour ratification à la prochaine assemblée générale ordinaire des actionnaires d'EDF.

3.6 Programme de rachat d'actions adopté par l'Assemblée générale mixte du 16 mai 2019

L'Assemblée Générale d'EDF qui s'est tenue le 16 mai 2019 a autorisé, par l'adoption de sa 18ème résolution, le Conseil d'administration à opérer sur les actions de la Société (*cf.* CP 16 mai 2019).

Objectifs du programme de rachat d'actions

Dans le cadre du programme de rachat d'actions, les achats seront effectués en vue de :

- l'annulation d'actions ;
- l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés de la Société, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment au titre de la participation aux résultats de l'entreprise, ou par voie d'attribution gratuite ou d'offres réservées aux salariés ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ;
- l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidités conforme à la pratique de marché admise instaurée par l'Autorité des Marchés Financiers ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ;
- plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la règlementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des Marchés Financiers.

Durée du programme de rachat d'actions

Le programme de rachat aura une durée de mise en œuvre de 18 mois soit jusqu'au 16 novembre 2020.

Part maximale du capital, nombre maximal et caractéristiques des titres que la Société peut acquérir et prix maximum d'achat

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées dans aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

Le prix maximum d'achat des actions sera de 30 euros par action et le montant global des fonds pouvant être affectés à la réalisation de ce programme de rachat ne pourra excéder 2 milliards d'euros.

Suite aux évolutions de la réglementation relative aux contrats de liquidité et en conformité avec la décision AMF n°2018-01 du 2 juillet 2018, un nouveau contrat de liquidité a été conclu avec la société Oddo BHF et au 28 mars 2019, les moyens figurant au compte de liquidité étaient de 10 120 161 euros et 738 882 titres (*cf.* CP du 29 mars 2019*).*

3.7 Autres événements marquants

- Le groupe EDF a clôturé avec succès son offre réservée aux salariés et anciens salariés (*cf.* CP du 10 juillet 2019 et note 3.1.4 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).
- Résultat du paiement du solde du dividende 2018 : le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2018 s'élève à 31 millions d'euros (*cf.* CP du 17 juin 2019 et note 19.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).
- Évolutions au sein du Comité Exécutif du groupe EDF (*cf.* CP du 20 mai 2019) :
  - Marc BENAYOUN est nommé Directeur Exécutif Groupe, en charge du Pôle Clients, Services et Action Régionale et conserve la responsabilité du pôle Gaz et Italie ;
  - Cédric LEWANDOWSKI est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique ;
  - Alexandre PERRA est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie.

4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2018 ET 2019

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2018 et 2019 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	1er semestre 2019 (1)	1er semestre 2018 (2)
Chiffre d'affaires	**36 469**	**34 962**
Achats de combustible et d'énergie	(17 951)	(16 770)
Autres consommations externes	(3 655)	(3 989)
Charges de personnel	(6 963)	(6 815)
Impôts et taxes	(2 810)	(2 691)
Autres produits et charges opérationnels	3 256	3 365
Excédent brut d'exploitation	**8 346**	**8 062**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	350	19
Dotations aux amortissements	(4 776)	(4 307)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(54)	(66)
(Pertes de valeur)/reprises	(45)	(57)
Autres produits et charges d'exploitation	(149)	(56)
Résultat d'exploitation	**3 672**	**3 595**
Résultat financier	**(130)**	**(1 618)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**3 542**	**1 977**
Impôts sur les résultats	(1 020)	(582)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	352	365
Résultat net des activités en cours de cession	(410)	(7)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**2 464**	**1 753**
Dont résultat net - part du Groupe	**2 498**	**1 726**
Résultat net des activités poursuivies	*2 898*	*1 733*
Résultat net des activités en cours de cession	*(400)*	*(7)*
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**(34)**	**27**
Activités poursuivies	*(24)*	*27*
Activités en cours de cession	*(10)*	-
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EN EUROS)*		
Résultat par action	0,72	0,46
Résultat dilué par action	0,72	0,46
Résultat par action des activités poursuivies	0,85	0,46
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,85	0,46

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en croissance de 4,3 % et en hausse organique de 3,7 % par rapport au premier semestre 2018.

4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	1er semestre 2019	1er semestre 2018 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**36 469**	**34 962**	**1 507**	**+ 4,3**	**+ 3,7**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 36 469 millions d'euros au premier semestre 2019 en hausse de 1 507 millions d'euros (+ 4,3 %). Hors effets de change (+ 79 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 120 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 3,7 %.

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)	1er semestre 2019	1er semestre 2018 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation (2)	14 299	13 652	647	+ 4,7	+ 4,5
France - Activités régulées (3)	8 307	8 405	(98)	- 1,2	- 1,2
EDF Renouvelables	776	735	41	+ 5,6	+ 2,2
Dalkia	2 152	2 009	143	+ 7,1	+ 6,4
Framatome	1 537	1 500	37	+ 2,5	+ 1,1
Royaume-Uni	4 536	4 605	(69)	- 1,5	- 2,2
Italie	4 029	3 900	129	+ 3,3	+ 0,3
Autre international	1 365	1 147	218	+ 19,0	+ 18,2
Autres métiers	1 670	1 284	386	+ 30,1	+ 33,6
Éliminations inter-segments	(2 202)	(2 275)	73	- 3,2	- 3,2
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**36 469**	**34 962**	**1 507**	**+ 4,3**	**+ 3,7**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

(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 2019 du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 14 299 millions d'euros, en hausse organique de + 619 millions d'euros soit 4,5 % par rapport au premier semestre 2018.

Les conditions de marché aval (2) ont un impact favorable pour un montant estimé à 417 millions d'euros du fait d'effets prix positifs sur les offres de marché corrélés notamment à l'évolution des prix sur les marchés de gros.

Le chiffre d'affaires sur la revente des obligations d'achat est en hausse de + 140 millions d'euros (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achats), notamment en raison d'un effet prix *spot* positif sur le mois de janvier.

Le climat favorable du premier semestre a un impact positif estimé à + 40 millions d'euros.

Les effets prix sur les tarifs réglementés de vente (3) ont un effet positif d'environ + 65 millions d'euros, en raison de l'évolution tarifaire de 7,7% HT au 1er juin 2019.

Les ventes sur les marchés de gros liées au mécanisme de capacité ont un impact positif de + 67 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018.

Le solde des achats et ventes sur le marché de gros a eu un impact négatif sur le chiffre d'affaires estimé à - 263 millions d'euros en raison d'un volume vendu en baisse lié principalement à l'hydraulicité.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 203,7 TWh, en hausse de 1,1 TWh par rapport au premier semestre 2018 en raison d'une meilleure disponibilité du parc, compensée partiellement par une modulation plus importante du fait notamment du développement de la production éolienne.

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

(2) Hors composante CEE dans les offres de marché.

(3) Effets prix sur les clients aux tarifs réglementés de vente, hors composante CEE dans l'empilement tarifaire. Évolution tarifaire au 1er août 2018 de - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels.

La production hydraulique s'élève à 20,1 TWh [(1)], en baisse de 31,6 % (- 9,3 TWh) par rapport au premier semestre 2018 du fait de conditions hydrologiques moins favorables (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques ont été moins fortement sollicitées. Leur production, en baisse de 0,4 TWh par rapport au premier semestre 2018, atteint 4,2 TWh. Cette baisse est concentrée sur le parc charbon en recul de 1,6 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 11,3 TWh, dont 8,4 TWh liés à l'impact des pertes de clients dans un contexte d'intensité concurrentielle et 1,6 TWh liés au climat.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 37,9 TWh. La baisse des ventes nettes sur les marchés par rapport au premier semestre 2018 de 7,6 TWh s'explique par la baisse de la production hydraulique et la baisse des volumes vendus aux clients finals, partiellement compensés par des souscriptions ARENH de + 12,8 TWh.

4.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 8 307 millions d'euros au premier semestre 2019, en baisse organique de 98 millions d'euros soit 1,2% par rapport au premier semestre 2018.

L'indexation du TURPE 5 au 1er août 2018 [(2)] a un impact défavorable en chiffre d'affaires estimé à 12 millions d'euros.

La baisse des volumes acheminés de 1,8 TWh liée au climat a un impact estimé sur le chiffre d'affaires de 79 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018.

Le chiffre d'affaires bénéficie d'un effet favorable lié aux prestations de raccordement pour 21 millions d'euros.

4.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 776 millions d'euros, en croissance organique de + 2,2 % par rapport au premier semestre 2018.

Le chiffre d'affaires de la production poursuit sa croissance avec une évolution organique de 8,3 % résultant d'effets prix et de conditions de vent plus favorables, alors que les volumes produits sont inférieurs (7,5 TWh soit - 0,3 TWh par rapport à fin juin 2018) du fait des cessions intervenues fin 2018 et début 2019. Par ailleurs, le chiffre d'affaires d'EDF Renouvelables est pénalisé à hauteur de 30 millions d'euros par une activité du solaire distribué aux USA moins soutenue au premier semestre 2019.

4.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 2 152 millions d'euros, en hausse organique de 129 millions d'euros (+ 6,4 %) par rapport au premier semestre 2018.

Cette amélioration reflète le développement des ventes, tant en France qu'à l'international, et l'évolution favorable des indices de révision des contrats de services. La dynamique commerciale se poursuit avec notamment le gain du réseau de chaleur renouvelable de Vaulx-en-Velin ou la signature avec Safran d'un nouveau contrat multiservices sur 26 sites.

4.1.2.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 1 537 millions d'euros au premier semestre 2019, en augmentation organique de + 1,1 % par rapport au premier semestre 2018. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe.

Cette évolution est la résultante d'évolutions contrastées des différents métiers :

- l'activité « Fabrication de Composants » est soutenue avec la poursuite de la montée en puissance des productions depuis 2018, notamment les générateurs de vapeur et les mécanismes de contrôle de Grappes ;
- l'activité « Combustible » est en baisse, principalement due à des décalages temporaires de livraisons d'assemblages de combustibles ;
- l'activité « base installée » est globalement stable, la baisse sur la France étant compensée par une progression sensible aux États-Unis.

4.1.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 4 536 millions d'euros au premier semestre 2019, en baisse de 69 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018. Hors effets de change (+ 31 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de 2,2 % par rapport au premier semestre 2018.

La baisse du chiffre d'affaires s'explique principalement 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 volumes de gaz vendus du fait du climat froid du premier semestre 2018 sans équivalent en 2019. Dans une moindre mesure, la suspension du marché de capacité contribue à la baisse du chiffre d'affaires malgré la hausse des tarifs et des prix sur le marché résidentiel et professionnel.

4.1.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 4 029 millions d'euros, en hausse organique de 12 millions d'euros (+ 0,3 %) par rapport au premier semestre 2018.

Le chiffre d'affaires des activités électricité (+ 231 millions d'euros en organique) est en croissance grâce à une hausse des volumes de vente sur le segment des industriels et des résidentiels. L'effet prix est positif notamment dans les marchés de gros.

Dans les activités gaz, les ventes sont en baisse (- 229 millions d'euros en organique) en raison d'une diminution des volumes vendus sur les marchés de gros, partiellement compensée par la hausse des volumes vendus pour la production thermoélectrique et aux clients industriels. L'effet prix est négatif notamment dans les marchés de gros.

(1) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 17,1 TWh au premier semestre 2019 (25,5 TWh au premier semestre 2018).
(2) Indexation du TURPE 5 distribution de - 0,21 % au 1er août 2018.

4.1.2.8 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 1 365 millions d'euros au premier semestre 2019, en hausse organique de 209 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018.

En Belgique [(1)], le chiffre d'affaires augmente de + 89 millions d'euros en organique, reflétant en particulier une hausse des prix de l'électricité et du gaz sur l'ensemble des segments, partiellement atténuée par une légère baisse des volumes vendus aux particuliers du fait d'un climat doux. Les capacités éoliennes sont en augmentation pour atteindre 450 MW, soit + 2,3 % par rapport à fin décembre 2018.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 102 millions d'euros en raison, d'une part, de l'effet positif de la révision contractuelle du tarif du contrat de vente d'électricité d'EDF Norte Fluminense intervenue fin 2018, et d'autre part, de la refacturation (sans impact sur l'EBE) de la taxe ICMS [(2)].

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 1 670 millions d'euros au premier semestre 2019, en hausse organique de 432 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018.

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading, qui s'élève à 627 millions d'euros, est en forte croissance organique de 39,1 % par rapport au premier semestre 2018. EDF Trading a su exploiter les évolutions de prix du marché européen au premier semestre 2019, particulièrement marqué par une baisse significative des prix du gaz, en prenant des positions qui sont bénéficiaires à fin juin 2019. Ses activités sur le marché global des énergies, GNL (Gaz Naturel Liquéfié) et GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) ont également contribué à sa performance.

Le chiffre d'affaires des activités gazières augmente de 424 millions d'euros en organique par rapport au premier semestre 2018 dans un contexte favorable pour l'activité GNL et d'une meilleure utilisation des capacités du Groupe.

EDF et JERA ont élargi leur partenariat aux activités d'optimisation et de négoce du GNL depuis le 1er avril 2019.

4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en croissance de + 3,5 % et en légère hausse organique de + 0,1 % par rapport au premier semestre 2018.

(en millions d'euros)	1er semestre 2019 (1)	1er semestre 2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**36 469**	**34 962**	**1 507**	**+ 4,3**	**+ 3,7**
Achats de combustible et d'énergie	(17 951)	(16 770)	(1 181)	+ 7,0	+ 6,1
Autres consommations externes	(3 655)	(3 989)	334	- 8,4	- 1,9
Charges de personnel	(6 963)	(6 815)	(148)	+ 2,2	+ 1,7
Impôts et taxes	(2 810)	(2 691)	(119)	+ 4,4	+ 4,8
Autres produits et charges opérationnels	3 256	3 365	(109)	- 3,2	- 3,4
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**8 346**	**8 062**	**284**	**+ 3,5**	**+ 0,1**

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 346 millions d'euros au premier semestre 2019 en hausse + 3,5 % par rapport au premier semestre 2018. Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (+ 338 millions d'euros), hors effets de change (+ 22 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 81 millions d'euros), l'EBE est en légère hausse organique de 0,1 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 17 951 millions d'euros au premier semestre 2019, en hausse de 1 181 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018 (+ 7,0 %). La hausse organique est de 1 018 millions d'euros (+ 6,1 %).

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 9 806 millions d'euros, en hausse organique de 431 millions d'euros (+ 4,6 %) par rapport au premier semestre 2018 principalement du fait de l'augmentation des obligations d'achats sur le photovoltaïque et la cogénération, et du mécanisme de capacité.
- Au **Royaume-Uni**, la hausse organique constatée pour 213 millions d'euros (+ 7,2 %) est principalement liée à la hausse des prix de l'énergie et des coûts réglementaires, partiellement compensée par la baisse des achats de gaz liée au climat froid du premier semestre 2018 sans équivalent en 2019 et à la moindre consommation de combustible nucléaire en raison de la baisse de la production.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 3 655 millions d'euros, en baisse de 334 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018 (- 8,4 %). Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (+ 338 millions d'euros), hors effets de change (- 24 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 55 millions d'euros), les autres consommations externes sont en baisse organique de

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.
(2) Impôt sur la Circulation des Marchandises et des Services au Brésil.

75 millions d'euros (soit - 1,9 %).

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées,** les autres consommations externes s'élèvent à 1 639 millions d'euros. Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (+ 247 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 19 millions d'euros), les autres consommations externes sont en baisse organique de 129 millions d'euros (soit - 6,5 %) reflétant la maîtrise des coûts sur l'ensemble des activités et une plus forte production immobilisée en lien avec l'activité opérationnelle.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 6 963 millions d'euros, en hausse de 148 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018 et en hausse organique de 115 millions d'euros (+ 1,7 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 3 024 millions d'euros et sont globalement stables par rapport au premier semestre 2018, traduisant les efforts de maîtrise de la masse salariale. Les effectifs moyens sont en baisse de 2,1 % (1) par rapport au premier semestre 2018 dans l'ensemble des métiers.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 1 599 millions d'euros. Elles sont globalement stables et les effectifs moyens sont en légère réduction (- 0,6 %) par rapport au premier semestre 2018.
- **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique des charges de personnel de 19 millions d'euros qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs de développement et de construction accompagnant la croissance des activités, notamment en Amérique du Nord et dans le cadre des plans Solaire et Stockage.
- **Dalkia** enregistre une hausse organique des charges de personnel de 24 millions d'euros qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs moyens liée au développement de ses activités de services.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 2 810 millions d'euros au premier semestre 2019, en hausse de 119 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018 soit + 4,4 % (+ 4,8 % en croissance organique).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation,** la hausse de 30 millions d'euros est essentiellement liée à la hausse des taxes foncières et des taxes corrélées à la valeur ajoutée.
- Au Brésil, la hausse de 86 millions d'euros provient principalement de la taxe ICMS (sans impact EBE).

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 256 millions d'euros au premier semestre 2019, en baisse de 109 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018 et en variation organique de - 115 millions d'euros (- 3,4 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation,** la baisse du produit net pour 185 millions d'euros est principalement liée à la hausse du coût de l'obligation des certificats d'économie d'énergie.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, la hausse du produit net pour 91 millions d'euros est notamment liée aux subventions comptabilisées dans le cadre de la CSPE et à la dotation d'une provision pour risque réglementaire sur le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	1er semestre 2019 (1)	1er semestre 2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	3 971	3 578	393	+ 11,0	+ 6,5
France - Activités régulées	2 578	2 663	(85)	- 3,2	- 6,3
EDF Renouvelables	405	360	45	+ 12,5	+ 1,9
Dalkia	195	159	36	+ 22,6	+ 13,2
Framatome	74	86	(12)	- 14,0	- 43,0
Royaume-Uni	128	485	(357)	- 73,6	- 75,9
Italie	328	238	90	+ 37,8	+ 28,2
Autre international	166	117	49	+ 41,9	+ 35,9
Autres métiers	501	376	125	+ 33,2	+ 55,9
EBE GROUPE	**8 346**	**8 062**	**284**	**+ 3,5**	**+ 0,1**

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

4.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

La contribution du segment **France - Activités de production et commercialisation** à l'EBE du Groupe s'élève à 3 971 millions d'euros. Retraité de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16, l'EBE est en hausse organique de 231 millions d'euros (+ 6,5 %) par rapport au premier semestre 2018.

(1) Hors apprentis et contrats d'alternance. À périmètre comparable.

La forte baisse de la production hydraulique (- 8,4 TWh [(1)]), très partiellement compensée par la hausse de la production nucléaire (+ 1,1 TWh), a un impact défavorable estimé à - 342 millions d'euros sur l'EBE.

Les meilleures conditions de prix sur les marchés de gros ont un effet positif d'un montant estimé à + 114 millions d'euros.

Sur le marché aval [(2)], l'évolution positive des prix sur les offres de marché fait plus que compenser l'érosion des parts de marché (- 8,4 TWh, y compris les pertes de volume pour les clients au TRV). Cela se traduit par un impact positif de + 305 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018.

Le climat favorable du premier semestre a un impact positif en EBE estimé à + 40 millions d'euros.

S'agissant des tarifs réglementés de vente [(3)], la hausse au 1er juin 2019 et la baisse tarifaire en août 2018 (en lien avec la fin de la composante de rattrapage tarifaire au titre de 2012-2013) conduisent à une hausse estimée de l'EBE à + 26 millions d'euros (hors composante CEE) par rapport au premier semestre 2018.

Les charges opérationnelles [(4)] ont diminué de 173 millions d'euros, soit - 4,2 %.

Par ailleurs, divers éléments ont un effet négatif sur l'EBE à hauteur de - 85 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des coûts de l'obligation sur les certificats d'économie d'énergie (CEE) en partie compensée par des reprises nettes de provisions.

4.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 2 578 millions d'euros. Retraité de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16, l'EBE est en baisse organique de 168 millions d'euros (- 6,3 %) par rapport au premier semestre 2018.

Il est pénalisé par les indexations du TURPE 5 [(5)] intervenues au 1er août 2018, pour un montant estimé à - 68 millions d'euros, et par un effet climat défavorable d'un montant estimé à - 36 millions d'euros.

Par ailleurs, divers éléments pèsent sur l'EBE à hauteur d'un montant estimé à - 128 millions d'euros, en lien notamment avec l'augmentation des charges des contributions au fonds de péréquation de l'électricité [(6)] et l'impact négatif de l'évolution des provisions pour engagements envers le personnel.

Cette évolution est partiellement compensée par une croissance de l'activité de prestations de raccordement au réseau (+ 21 millions d'euros) et par la réduction des charges opérationnelles [(4)] (+ 43 millions d'euros).

4.2.2.3 EDF Renouvelables

La contribution d'**EDF Renouvelables** à l'EBE du Groupe s'élève à 405 millions d'euros, en hausse organique de 7 millions d'euros (+ 1,9 %) par rapport au premier semestre 2018.

L'EBE production est en augmentation organique de 2,4 % à 472 millions d'euros, malgré les cessions réalisées fin 2018 et début 2019. Cette évolution est principalement due à des effets prix et à des conditions de vent favorables.

L'activité développement-vente d'actifs structurés a été soutenue avec des cessions réalisées en début d'année, notamment aux États-Unis et en Pologne.

Par ailleurs, les frais de développement et des fonctions support sont en hausse afin d'accompagner la croissance de l'activité.

À fin juin 2019, les capacités nettes installées sont globalement stables à 8 GW. Le portefeuille brut de projets en construction atteint un niveau record de 4 GW avec une répartition équilibrée entre éolien terrestre et solaire.

4.2.2.4 Dalkia

L'EBE de **Dalkia** atteint 195 millions d'euros, en hausse organique de 21 millions d'euros (+ 13,2 %) par rapport au premier semestre 2018.

La croissance de l'EBE reflète le bon dynamisme commercial, notamment dans les réseaux de chaleur et les contrats de performance énergétique (signature avec Safran d'un nouveau contrat multiservices sur 26 sites, nouvelle délégation de service public pour le chauffage urbain de Grande Île à Vaulx-en-Velin et Villeurbanne pour 15,5 ans). Elle a aussi bénéficié de la mise en service fin 2018 de plusieurs installations de cogénération chez les industriels.

Par ailleurs, cette évolution est portée par les ventes de certificats d'économie d'énergie en excédent par rapport aux obligations réglementaires concentrées au premier semestre 2019, alors qu'en 2018 ces ventes avaient eu lieu au second semestre.

4.2.2.5 Framatome

L'EBE de **Framatome** s'élève à 207 millions d'euros, soit une baisse organique de - 6,6 % (y compris la marge réalisée avec les entités du groupe EDF). La contribution de Framatome à l'EBE du Groupe s'élève à 74 millions d'euros, en baisse organique de 43 % par rapport au premier semestre 2018.

L'activité « Combustibles » connaît un premier semestre 2019 en retrait, en raison d'un moindre niveau de production des usines en Europe et d'effets de calendrier de livraison défavorables sur le premier semestre 2019.

L'activité « Base installée » réalise, dans un marché très concurrentiel, des performances en progrès aux États-Unis et en Allemagne (export à 80 %), mais est affectée par la hausse des coûts d'exécution des projets pour les clients export et français.

La rentabilité de l'activité « Fabrication de composants » s'améliore avec la poursuite de la montée en puissance de la production d'équipements destinés au remplacement de générateurs de vapeur et aux nouveaux projets.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie notamment de la poursuite du plan de réduction des coûts opérationnels et de structure. Il intégrait, au premier semestre 2018, une charge ponctuelle de 21 millions d'euros en lien avec la revalorisation des stocks, effectuée dans le cadre de la détermination du bilan d'acquisition de Framatome.

---

(1) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 17,1 TWh au premier semestre 2019 (25,5 TWh au premier semestre 2018).
(2) Hors composante CEE sur les offres de marché.
(3) Évolution tarifaire de - 0,5 % HT au 1er août 2018 (incluant la fin du fin du rattrapage tarifaire) et + 7,7 % HT au 1er juin 2019.
(4) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables, et hors IFRS 16. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.
(5) Indexation du TURPE 5 distribution de - 0,21 % au 1er août 2018 et du TURPE 5 transport de + 3,0 % au 1er août 2018.
(6) Au titre des années 2012-2017 suite à la publication des arrêtés ministériels. Une provision au titre de l'année 2018 et du premier semestre 2019 a été prise en compte.

4.2.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 128 millions d'euros au premier semestre 2019, en baisse organique de 75,9 % par rapport au premier semestre 2018.

L'EBE est impacté par le recul de la production nucléaire, la mise en place au 1er janvier 2019 d'un plafonnement des tarifs résidentiels de l'électricité et du gaz (*Standard variable tariff*) et par la suspension du marché de capacité.

La production nucléaire du premier semestre 2019 s'établie à 24,5 TWh, en retrait de 5,7 TWh par rapport au premier semestre 2018. Ce recul s'explique par les prolongations d'arrêts d'Hunterston B et de Dungeness B.

Le portefeuille de clients résidentiels est en légère diminution (- 1,1 % par rapport à fin décembre 2018) dans un contexte de forte intensité concurrentielle.

4.2.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 328 millions d'euros, en hausse organique de 28,2 % par rapport au premier semestre 2018.

Les activités électricité dégagent une bonne performance, essentiellement du fait de l'augmentation de la production, de la contribution des services système électriques et de la mise en service des nouveaux parcs éoliens (+ 115 MW).

Dans les activités gaz, l'EBE est en augmentation. Au premier semestre 2018, il avait été impacté par un effet prix défavorable en lien avec des achats sur le marché de gros effectués lors d'une période de tension sur les approvisionnements.

L'EBE de l'activité de commercialisation est en légère baisse par rapport au premier semestre 2018. En électricité, les marges sont en baisse en particulier sur le segment des clients résidentiels. En gaz, les marges s'améliorent notamment sur le segment des industriels.

4.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 166 millions d'euros au premier semestre 2019, en hausse organique de 42 millions d'euros (+ 35,9 %) par rapport au premier semestre 2018.

En Belgique, l'EBE est en hausse organique de 14 millions d'euros (+ 17,7 %) en raison de la bonne performance de la production thermique (évolution favorable des *spark spread* pour un montant estimé de 17 millions d'euros). La production renouvelable a bénéficié de l'augmentation des capacités éoliennes installées, qui s'élèvent à 450 MW à fin juin 2019 (soit + 15 % par rapport à fin juin 2018). Les activités de services poursuivent leur croissance. Les activités de commercialisation sont toujours marquées par un environnement très concurrentiel.

Au Brésil, l'EBE est en augmentation organique de 33 millions d'euros principalement du fait de la réévaluation en novembre 2018 de 16 % du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA). Un programme de maintenance moins important qu'en 2018 a également permis de réduire les besoins d'achat d'énergie pour couvrir les besoins du PPA.

4.2.2.9 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 501 millions d'euros, en hausse organique de 210 millions d'euros (+ 55,9 %) par rapport au premier semestre 2018.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 477 millions d'euros au premier semestre 2019, en hausse organique de 153 millions d'euros (+ 44,2 %) par rapport au premier semestre 2018. Cette évolution est consécutive à la hausse de la marge de *trading* telle que précisée au niveau du chiffre d'affaires en raison de fortes volatilités sur les marchés (voir section 4.1.2.9).

4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en hausse de 2,1 % par rapport au premier semestre 2018.

(en millions d'euros)	1er semestre 2019 (1)	1er semestre 2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**8 346**	**8 062**	**284**	**+ 3.5**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	350	19	331	n. a.
Dotations aux amortissements	(4 776)	(4 307)	(469)	+ 10,9
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(54)	(66)	12	- 18,2
(Pertes de valeur)/reprises	(45)	(57)	12	- 21,1
Autres produits et charges d'exploitation	(149)	(56)	(93)	+ 166,1
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 672**	**3 595**	**77**	**+ 2,1**

n. a. : non applicable

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 3 672 millions d'euros au premier semestre 2019, en hausse de 77 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018. Cette évolution est essentiellement due à la croissance de l'EBE et à l'impact favorable des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading.* Elle est partiellement compensée par l'augmentation des dotations aux amortissements.

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 19 millions d'euros au premier semestre 2018 à 350 millions d'euros au premier semestre 2019, principalement en lien avec une augmentation des positions sur le gaz chez Edison.

4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 469 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018. Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (- 312 millions d'euros), hors effets de change (- 10 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 15 millions d'euros), les dotations aux amortissements augmentent de 162 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018.

Le segment **France - Activités de production et commercialisation** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 262 millions d'euros. Retraité de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16, la hausse des dotations aux amortissements est de 110 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 des amortissements accélérés sur le parc charbon à partir du 1er juin 2019.

Le segment **France - Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 117 millions d'euros. Retraité de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16, la hausse des dotations aux amortissements est de 38 millions d'euros, principalement du fait de la montée en puissance du projet Linky (1) et des investissements de raccordement et de renforcement de réseaux.

4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La baisse de 12 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2019 par rapport au premier semestre 2018 est attribuable au segment **France - Activités régulées**.

4.3.4 Pertes de valeur/reprises

Au 30 juin 2019, le Groupe a comptabilisé 45 millions d'euros de pertes de valeur relatives à certains actifs spécifiques, montant comparable à celui du 30 juin 2018.

4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Au 30 juin 2019, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 149 millions d'euros. Ils comprennent en particulier la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) réalisée sur le premier semestre 2019 (voir note 3.1.4 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019), ainsi que des provisions pour restructurations dans certaines entités du Groupe.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à - 56 millions d'euros au premier semestre 2018.

4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	1er semestre 2019 (1)	1er semestre 2018 (2)	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(925)	(782)	(143)	+ 18,3
Effet de l'actualisation	(1 801)	(1 697)	(104)	+ 6,1
Autres produits et charges financiers	2 596	861	1 735	+ 201,5
RÉSULTAT FINANCIER	**(130)**	**(1 618)**	**1 488**	**- 92,0**

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

Le résultat financier représente une charge de 130 millions d'euros au premier semestre 2019, en amélioration de 1 488 millions d'euros par rapport à celle du premier semestre 2018. Cette évolution s'explique par :

- une augmentation de coût de l'endettement financier brut, principalement en lien avec un effet défavorable de variation de juste valeur à hauteur de 60 millions d'euros et un effet défavorable de change à hauteur de 43 millions d'euros, et enfin en raison de l'effet de l'application de la norme IFRS 16 à hauteur de 36 millions d'euros ;
- une variation défavorable de l'effet de l'actualisation de 104 millions d'euros, en raison principalement de l'augmentation du niveau des provisions nucléaires en France liée à l'évolution du taux d'actualisation. Le taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établit à 3,8 % au 30 juin 2019, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,5 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018) ;
- une augmentation de 1 735 millions d'euros des autres produits et charges financières en raison principalement de la variation de juste valeur du portefeuille des actifs dédiés (1 801 millions d'euros) en lien avec le rebond des marchés actions et obligations au premier semestre 2019.

(1) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

4.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôts sur les résultats s'élève à 1 020 millions d'euros au premier semestre 2019 (correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,8 %) contre une charge de 582 millions d'euros [(1)] au premier semestre 2018 (correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,4 % [(1)]). L'augmentation de la charge d'impôt de 438 millions d'euros en 2019 est essentiellement liée à la hausse du résultat avant impôt de + 1 565 millions d'euros, générant une charge d'impôt supplémentaire de 539 millions d'euros en application d'un taux d'impôt sur les bénéfices en France pour 2019 de 34,43 % tel que voté le 11 juillet 2019.

Retraité des éléments non récurrents (principalement la cession des titres Alpiq), le taux effectif d'impôt 2019 s'élève à 32,7 %. En 2018, le taux effectif d'impôt retraité des éléments non récurrents s'élevait à 29,1 % [(1)].

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

Le Groupe enregistre un produit de 352 millions d'euros au premier semestre 2019, contre un produit de 365 millions d'euros au premier semestre 2018, soit une variation de - 13 millions d'euros.

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 pour les premiers semestres 2018 et 2019 et, d'autre part, les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisées pour ces deux périodes (*cf.* note 12 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019).

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 - 34 millions d'euros au premier semestre 2019, en baisse de 61 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018. Cette variation s'explique principalement par la diminution, au **Royaume-Uni**, des revenus destinés à Centrica au titre de l'activité de production nucléaire en raison de la baisse de la production nucléaire.

4.9 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 498 millions d'euros au premier semestre 2019, en hausse de 772 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018, soit + 44,7 %, en raison notamment de l'amélioration du résultat financier.

4.10 Résultat net courant

Le résultat net courant [(2)] s'établit à 1 402 millions, en baisse de 19,4 % par rapport au premier semestre 2018.

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.

(2) 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 :

- 501 millions d'euros pour divers risques et dépréciations au premier semestre 2019 contre - 90 millions d'euros au premier semestre 2018 ;

+ 287 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 2019, contre + 15 millions d'euros au premier semestre 2018.*

+ 1 310 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres au premier semestre 2019 contre + 62 millions d'euros au premier semestre 2018.

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 37 374 millions d'euros au 30 juin 2019 et inclut l'impact de l'application de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019 pour 4 492 millions d'euros. Il était de 33 388 millions d'euros au 31 décembre 2018.

(en millions d'euros)	1er semestre 2019	1er semestre 2018 (1)	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**8 346**	**8 062**	**284**	**+ 3,5**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 285)	(784)		
Excédent brut d'exploitation *Cash*	**7 061**	**7 278**		
Variation du besoin en fonds de roulement net	1 050	1 419		
Investissements nets (2) (hors cessions 2019-2020, Hinkley Point C et Linky)	(5 695)	(5 136)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	89	126		
Cash-flow généré par les opérations (3)	**2 505**	**3 687**	**(1 182)**	**- 32,1**
Cessions d'actifs	434	-		
Impôt sur le résultat payé	259	200		
Frais financiers nets décaissés	(606)	(719)		
Actifs dédiés	57	74		
Dividendes versés en numéraire	(445)	(551)		
Cash-flow avant Hinkley Point C et Linky	**2 204**	**2 691**		
Linky et Hinkley Point C	(1 155)	(1 145)		
Cash-flow Groupe (4)	**1 049**	**1 546**		
Autres variations monétaires	(285)	(54)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**764**	**1 492**		
Effet de la variation de change	(52)	107		
Autres variations non monétaires	(4 718)	92		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	**(4 006)**	**1 691**		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession (5)	**20**	**49**		
Endettement financier net ouverture	**33 388**	**33 015**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**37 374**	**31 275**		

(1) *Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession.*

(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 Opérations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions 2019-2020, 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 (2) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et 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 2 505 millions d'euros sur le premier semestre 2019 contre 3 687 millions d'euros sur le premier semestre 2018, soit une baisse de 1 182 millions d'euros.

L'EBE (*cf.* note 4.2) ajusté des éléments non *cash* s'élève à 7 061 millions d'euros, en retrait de 217 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018.

5.1.1 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 1 050 millions d'euros sur le premier semestre 2019.

Cette variation s'explique principalement par la variation favorable liée aux dettes fiscales sur le segment France - Activités de production et commercialisation pour + 889 millions d'euros en lien avec la saisonnalité des taxes locales principalement.

Par rapport à juin 2018, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 369 millions d'euros) s'explique essentiellement par :

- des encaissements au titre de la CSPE en 2018 pour + 607 millions d'euros contre une situation de décaissement en 2019 pour - 242 millions d'euros soit une variation de - 849 millions d'euros ;
- une moindre diminution des dettes fournisseurs sur le premier semestre 2019 pour + 453 millions d'euros notamment liée par les volumes d'achats Enedis ;
- des encaissements d'appels de marge sur les positions de l'activité optimisation/trading pour + 95 millions d'euros.

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

Les investissements nets s'élèvent à 5 695 millions d'euros au premier semestre 2019 contre 5 136 millions d'euros au premier semestre 2018, soit une augmentation de 559 millions d'euros (+ 10,9 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	1er semestre 2019	1er semestre 2018 (1)	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	2 974	2 375	599	+ 25,2
France - Activités régulées	1 830	1 694	136	+ 8,0
EDF Renouvelables	226	85	141	+ 165,9
Dalkia	58	68	(10)	- 14,7
Framatome	82	90	(8)	- 8,9
Royaume-Uni	293	219	74	+ 33,8
Italie	79	394	(315)	- 79,9
Autre international	130	175	(45)	- 25,7
Autres métiers	23	36	(13)	- 36,1
INVESTISSEMENTS NETS	**5 695**	**5 136**	**559**	**+ 10,9**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession et du reclassement des investissements présentés en 2018 en Nouveaux Développements (hors Hinkley Point C et hors Linky).

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** augmentent de 599 millions d'euros, soit + 25,2 %. La hausse provient essentiellement des investissements réalisés dans la maintenance nucléaire en lien avec le planning de visite des centrales, notamment les visites décennales (Tricastin).

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** augmentent de 136 millions d'euros, soit + 8,0 %. %. Cela s'explique principalement par une hausse des raccordements clients, un renforcement du réseau et une amélioration de la qualité de la desserte.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** augmentent de 141 millions d'euros. Cette augmentation provient principalement des États-Unis.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation de 74 millions d'euros, soit + 33,8 %, s'explique, entre autres, par une diminution de cessions d'actifs immobilisés réalisées au premier semestre 2019 et par une augmentation des dépenses de maintenance nucléaire.

En **Italie**, les investissements nets sont en retrait de 315 millions d'euros, principalement en lien avec l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia en 2018, sans équivalent en 2019.

Le segment **Autre international** est en diminution de 46 millions d'euros, soit - 26,3 %. Cette évolution s'explique par la baisse des dépenses sur des projets à l'international (les dépenses du premier semestre 2018 sont sans équivalent au premier semestre 2019).

5.2 Cash-flow avant Hinkley Point C et Linky

Le cash-flow avant Hinkley Point C et Linky s'établit, en conséquence, à 2 204 millions d'euros au premier semestre 2019 (contre 2 691 millions d'euros (1) au premier semestre 2018).

5.2.1 Cessions 2019-2020

Les cessions d'actifs correspondent à la cession par EDF de sa participation de 25,04 % dans l'énergéticien suisse Alpiq.

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 28 368 millions d'euros au 30 juin 2019.

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;

(1) L'application de la norme IFRS 16 au 30 juin 2018 aurait augmenté le cash-flow avant Hinkley Point C et Linky d'environ 302 millions d'euros.

- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin juin 2019, les flux nets de + 57 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

5.2.3 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 445 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2018 pour - 31 millions d'euros, l'essentiel du dividende ayant été versé en titres ;
- les rémunérations versées en 2019 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 334 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 80 millions d'euros).

5.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'élève à fin juin 2019 à 1 049 millions d'euros contre 1 546 millions d'euros au premier semestre 2018.

5.4 Effet de la variation de change

L'effet de change a un impact défavorable de - 52 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au premier semestre 2019.

5.5 Autres variations monétaires

L'évolution défavorable de - 4 718 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018 est principalement liée à l'application de la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 pour - 4 492 millions d'euros.

5.6 Ratios financiers

	30 juin 2019	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Endettement financier net/EBE	2,4 (1)	2,2	2,4
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) (2)	41 %	39 %	40 %

(1) Le ratio au 30 juin 2019 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2018 et du premier semestre 2019.

(2) 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 2019, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 23 565 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 984 millions d'euros.

Au 30 juin 2019, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

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

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.

Au 30 juin 2019, EDF dispose d'un montant global de 10 194 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 2023. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2019 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 064 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en juin 2024. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 130 millions d'euros. Cette ligne de crédit de 200 millions d'euros a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 30 juin 2019. Quatre autres lignes de crédit ont été tirées intégralement au 30 juin 2019, pour des montants de 225 millions d'euros, 250 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros.

EDF Investissements Groupe bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 400 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 30 juin 2019, celui-ci ne fait pas l'objet d'un tirage.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 357 millions d'euros (dont 90 millions d'euros restent disponibles), ainsi qu'une ligne de crédit pour un montant de 100 millions d'euros qui a été tirée au 30 juin 2019 à hauteur de 50 millions d'euros.

EDF Chile dispose d'une ligne de crédit avec un pool de banques pour un montant de 112 millions d'euros, tirée en intégralité au 30 juin 2019.

6.1.2 Notation financière

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 au 30 juin 2019 :

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

n. a. = non applicable.

(1) Le 25 février 2019, S&P a revu la perspective d'EDF de négative à stable.

(2) Le 19 juin 2018, S&P a revu la notation long terme d'Edison de BB+ à BBB- et la notation courte terme de B à A-3.

6.1.3 Gestion du risque de change

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 30 juin 2019 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 30 JUIN 2019, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

30 juin 2019 *(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)	33 823	18 017	51 840	82 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	17 567	(14 943)	2 624	4 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 422	(1 086)	8 336	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 663	(1 988)	675	1 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**63 475**	**-**	**63 475**	**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 2019.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

30 juin 2019 *(en millions d'euros)*	**Dette après instruments de couverture convertie en euros**	**Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change**	**Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change**
Emprunts libellés en euros (EUR)	51 840	-	51 840
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 624	262	2 886
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 336	834	9 170
Emprunts libellés dans d'autres devises	675	68	743
TOTAL DES EMPRUNTS	**63 475**	**1 164**	**64 639**

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 au 30 juin 2019 après gestion liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe.

POSITION DES ACTIFS NETS

(en millions de devises)	Position nette après gestion (Actif) au 30 juin 2019 (1)	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2018
USD	2 414	2 107
CHF (Suisse)	-	202
GBP (Royaume-Uni)	10 780	11 085
CLP (Chili)	37	(6 663)
PLN (Pologne)	145	154
BRL (Brésil)	1 065	1 164
CNY (Chine)	10 052	9 932

(1) 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

Au 30 juin 2019, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 58,8 % à taux fixe et 41,2 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 261 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2019 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,68 % à fin juin 2019.

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 2019.

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

30 juin 2019 *(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	58 660	(21 309)	37 351	-
À taux variable	4 815	21 309	26 124	261
TOTAL DES EMPRUNTS	**63 475**	**-**	**63 475**	**261**

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 28,8 % en actions fin juin 2019, soit un montant actions de 3,7 milliards d'euros.

Au 30 juin 2019, 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 à hauteur de 24,1 % et 7,6 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 307 millions de livres sterling. Les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 8,5 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 588 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 2019 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 24 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 30 juin 2019.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

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 45 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

La gestion tactique des actifs de croissance et des actifs de taux est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre actifs de croissance et actifs de taux
- la répartition par « classe d'actifs secondaires » au sein de chaque sous-portefeuille ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
  - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
  - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
  - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
  - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
  - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
  - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds,* obligations d'entreprises),
  - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [(1)] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI (Contrôle des Risques Financiers et Investissements).

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	30/06/2019	31/12/2018
Actifs de rendement	20,0 %	19,3 %
Actifs de croissance	38,7 %	36,5 %
Actifs de taux	41,3 %	44,2 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 30 juin 2019, la valeur globale du portefeuille s'élève à 30 258 millions d'euros, contre 27 689 millions d'euros à fin décembre 2018.

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

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

Catégories *(en millions d'euros)*	30 juin 2019 Valeur nette comptable [1]	30 juin 2019 Valeur de réalisation	31 décembre 2018 Valeur nette comptable [1]	31 décembre 2018 Valeur de réalisation
CTE (*holding* détenant 100 % des titres RTE) [2]	2 705	2 903	2 705	2 738
Autres titres non cotés	2 772	3 134	2 333	2 618
ACTIFS DE RENDEMENT	**5 477**	**6 037**	**5 038**	**5 356**
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	10 179	11 454	9 370	9 844
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	-	25	20	45
Autres titre non cotés	235	244	198	219
ACTIFS DE CROISSANCE	**10 414**	**11 723**	**9 588**	**10 108**
Obligations États OCDE et assimilées	4 326	4 611	4 362	4 443
Obligations personnes morales OCDE hors États	1 242	1 275	946	950
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 772	4 967	4 580	4 647
CSPE après couverture	1 512	1 522	2 060	2 080
Autres titre non cotés	128	119	114	105
Dérivés	4	4	-	-
ACTIFS DE TAUX	**11 984**	**12 498**	**12 062**	**12 225**
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**27 875**	**30 258**	**26 688**	**27 689**

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

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

La situation de couverture des passifs nucléaires par les actifs dédiés est décrite dans l'annexe 24 des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2019.

Les tableaux ci-dessous présentent la performance par portefeuille au 30 juin 2019 et 31 décembre 2018 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	30/06/2019 Valeur boursière ou de réalisation	Performance semestrielle au 30/06/2019 Portefeuille	31/12/2018 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2018 Portefeuille
ACTIFS DE RENDEMENT	**6 037**	**6,3 %**	**5 356**	**7,0 %**
ACTIFS DE CROISSANCE	**11 723**	**15,7 %**	**10 108**	**- 7,0 %**
ACTIFS DE TAUX	**12 498**	**4,3 %**	**12 225**	**- 0,4 %**
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**30 258**	**8,9 %**	**27 689**	**- 1,6 %**

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

(en millions d'euros)	30/06/2019 Valeur boursière ou de réalisation	Performance semestrielle au 30/06/2019 Portefeuille	31/12/2018 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2018 Portefeuille
Titres CTE affectés [1]	2 903	6,0 %	2 738	7,0 %
Autres titres non cotés [2]	3 497	6,3 %	2 942	7,9 %
OPCVM Actions y.c. dérivés	11 479	16,0 %	*9 889*	- 7,4 %
Obligations et OPCVM obligataires	10 666	5,2 %	*10 010*	- 0,8 %
OPCVM monétaires	191	- 0,1 %	30	- 0,3 %
CSPE après couverture	1 522	0,3 %	2 080	0,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**30 258**	**8,9 %**	**27 689**	**- 1,6 %**

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

(2) EDF Invest hors CTE. La performance d'EDF Invest y compris CTE est de 6,2 % sur le premier semestre 2019 et 7,5 % sur l'année 2018.

Évolution du portefeuille sur le premier semestre 2019

Le rebond des marchés au premier semestre 2019 a été aussi violent et puissant que la baisse de fin 2018. En quelques mois, toute la baisse a été effacée sur les actions qui reviennent sur les plus hauts niveaux atteints l'année dernière. De manière plus imprévue, les actifs de taux ont également été très performants. Les marchés ont été globalement très sensibles au retournement soudain des politiques des banques centrales. Alors qu'elles étaient toutes en phase de resserrement monétaire en 2018, elles abordent à présent une nouvelle phase d'assouplissement sachant que la BCE n'avait même pas commencé à monter ses taux. Ainsi, au mois de juin, le marché américain a battu de nouveaux records, les taux allemands à 10 ans sont passés en dessous de - 0.30 %, les taux italiens ont fortement reflué et les *spreads* de crédit se sont nettement resserrés, même s'ils n'ont pas atteint les points extrêmes de début 2018. Une différence notable est cependant à relever, la volatilité des marchés est restée significativement supérieure à ce qu'elle était au milieu de 2018, période où les marchés étaient également très soutenus.

En mai 2019, le solde de la participation minoritaire acquise en décembre 2018 par EDF Invest dans Nam Theun Power Company (NTPC, un barrage hydroélectrique en exploitation au Laos) a été affecté aux actifs dédiés. Par ailleurs, EDF Invest a acquis un immeuble de bureaux en Allemagne. EDF Invest poursuit ainsi la diversification de son portefeuille d'actifs non cotés.

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 6,4 milliards d'euros au 30 juin 2019 contre 5,7 milliards d'euros au 31 décembre 2018. La performance du portefeuille total d'EDF Invest sur 6 mois s'établit au 30 juin 2019 à 6,2 % y compris CTE.

Les actifs de croissance enregistrent une hausse de + 15,7 %, largement imputable au portefeuille coté. En plus de l'exposition à la gestion passive qui a pleinement profité de la hausse des marchés, l'allocation significative à des fonds de type « *low volatility* » a également été favorable lors de la correction passagère du mois de mai.

Les actifs de taux ont également eu une très bonne performance (+ 4,3 %) malgré un positionnement qui est resté prudent en duration ainsi que sur la dette italienne. Cette bonne performance provient principalement de l'accent à nouveau mis sur les actifs de crédit tout au long du semestre.

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 2019 une performance sur 6 mois de 6,3 % y compris CTE.

Au premier semestre 2019, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 749 millions d'euros, dont + 10 millions d'euros pour la CSPE (+ 15 millions d'euros avant impôt), + 128 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et + 1 611 millions d'euros d'autres titres (+ 2 301 millions d'euros avant impôts).

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin juin 2019 s'élève à 11 479 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin juin 2019 à 12,9 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 14,3 % à fin 2018. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 481 millions d'euros.

À fin juin 2019, la sensibilité des obligations cotées (10 666 millions d'euros) s'établissait à 5,7, 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 603 millions d'euros. La sensibilité était de 5,3 à fin décembre 2018.

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 risque de contrepartie du Groupe s'est accru avec la procédure de sauvegarde engagée aux États-Unis par le groupe PG&E, auquel EDF Renouvelables est exposé à hauteur de plusieurs centaines de millions d'euros en raison des PPA conclus, et en raison des difficultés du groupe GE.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin mars 2019, les expositions du Groupe sont à 90 % 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 30/09/2018	90 %	8 %	2 %	100 %
au 31/03/2019	90 %	8 %	2 %	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 30/09/2018	6 %	1 %	11 %	75 %	7 %	100 %
au 31/03/2019	6 %	1 %	10 %	77 %	6 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein

d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

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

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

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 2018.

Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 2.1.1 du document de référence 2018 et n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2018.

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 2019, 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 2019, 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.

7 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 26 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2019.

8 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2019

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté dans la section 2 du document de référence 2018.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 2 du document de référence 2018.

Cette présentation des principaux risques reste valable à la date de la publication du présent rapport pour l'appréciation des risques et incertitudes majeurs du second semestre 2019, et le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

9 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS

Les litiges du groupe EDF sont présentés dans la section 2.4 du document de référence 2018. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2018.

9.1 Procédures concernant EDF

Contentieux indemnitaires d'opérateurs photovoltaïques

Le 13 mai 2014, Solaire Direct a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris, en vue d'obtenir réparation du dommage qu'elle aurait subi au titre des pratiques ayant fait l'objet de la décision de l'ADLC du 17 décembre 2013, évalué par Solaire Direct à 8,7 millions d'euros. Le Tribunal avait prononcé un sursis à statuer le 16 décembre 2014, dans l'attente de l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris statuant sur le recours d'EDF contre la décision de l'ADLC précitée. Par jugement en date du 21 février 2017, le Tribunal avait prononcé un nouveau sursis à statuer jusqu'au prononcé de l'arrêt de la Cour de cassation dans le cadre du pourvoi de l'ADLC contre l'arrêt du 21 mai 2015. La Cour de cassation s'étant prononcée le 27 septembre 2017, l'affaire a été réinscrite au rôle et Solaire Direct évalue désormais son préjudice à 5,2 millions d'euros. La procédure est toujours en cours.

Le 11 décembre 2014, les sociétés Apem Énergie, Arkeos, Biosystem-AD, Cap Eco Énergie, Cap Sud, Isowatt, PCI-m, Photen et Sol'Air Confort ont assigné les sociétés EDF, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles réclament le paiement d'une somme de 18,3 millions d'euros au titre des dommages et intérêts allégués. Par jugement en date du 27 septembre 2017, le Tribunal a rejeté l'action des demanderesses au motif que la prescription était acquise. Seules six des onze sociétés ont fait appel de la décision, avec une demande totale de dommages et intérêts de 9,4 millions d'euros. La Cour d'appel de Paris a rejeté l'appel le 6 mars 2019 les demanderesses n'ayant démontré aucun préjudice. Aucun pourvoi n'a été formé, le litige est donc clos.

Xélan

Le 17 octobre 2016, la société Xélan a saisi l'Autorité de la concurrence en alléguant notamment que le refus d'EDF de lui transmettre les données de consommation des clients au tarif réglementé de vente l'empêcherait de construire ses propres offres de fourniture d'électricité basées sur la maîtrise de la consommation énergétique. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Ces opérations ne préjugent toutefois en rien de l'existence d'une infraction qui pourrait être imputée au groupe EDF. EDF et ses filiales ont introduit des recours devant la Cour d'Appel de Versailles pour contester ces opérations de visite et de saisies. Par ordonnance du 12 avril 2018, le Président de la Cour d'Appel de Versailles a rejeté les appels relatifs à l'ordonnance d'autorisation des opérations de visite et de saisies, et prononcé un sursis à statuer sur les recours contre le déroulement des opérations. Par ordonnance du 10 janvier 2019, le Président de la Cour d'appel de Versailles a rejeté le recours contre le déroulement des opérations. EDF et ses filiales ont déposé un recours en cassation contre cette ordonnance.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail où l'indemnisation du préjudice d'anxiété lié à l'exposition à l'amiante. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, (y compris après le revirement de jurisprudence, favorable aux salariés, opéré en avril 2019 par la Cour de cassation relatif au préjudice d'anxiété), n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits-jours.

En outre, en matière d'amiante, EDF est partie à 74 dossiers dans laquelle est mise en cause sa responsabilité pour « faute inexcusable de l'employeur ». Si le nombre de contentieux dans cette matière tend à se stabiliser, en revanche l'entreprise craint, suite à un revirement de jurisprudence de la Cour de cassation d'avril 2019, une croissance du nombre de contentieux portant sur le préjudice d'anxiété, étant précisée qu'à ce jour, 14 contentieux concernant 264 salariés sont ouverts à EDF SA.

Litiges en matière fiscale

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectification relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement, réitéré chaque année, représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 563 millions d'euros à fin 2018. Par deux jugements intervenus en septembre 2017 et un jugement en février 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le Ministre ayant fait appel de l'un de ces jugements, le sujet est à présent devant la Cour Administrative de Versailles.

Pour les exercices 2012 à 2015, l'Administration fiscale a notifié la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

Saisine du Tribunal de commerce de Paris par AET

Dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité en base conclu le 20 décembre 2007 pour 20 ans, portant sur une capacité annuelle de 70 MW, la société Azienda Elettrica Ticinese (AET), société publique du Canton du Tessin a sollicité une renégociation du prix de l'énergie, arguant du niveau des prix de marché devenu inférieur - à compter de 2014 et à certaines périodes au prix du contrat.

Le prix du contrat étant ferme et en l'absence de clause de sauvegarde, EDF a proposé des aménagements, dans le respect de l'équilibre économique initial et en soulignant l'absence d'obligation de renégociation.

Les négociations n'ayant pas abouti, AET a assigné EDF devant le Tribunal de commerce de Paris le 12 avril 2016. Le Tribunal de commerce de Paris a rendu une décision le 4 décembre 2017 en faveur d'EDF rejetant les demandes dans leur totalité. AET a fait appel de cette décision. L'affaire est pendante devant la Cour d'Appel de Paris.

Par ailleurs, AET a assigné EDF le 9 novembre 2017 dans le cadre de ce même contrat aux fins d'obtenir le partage des bénéfices issus de la valorisation sur le mécanisme de capacité des 70 MW du contrat. Le Tribunal de commerce de Paris a rendu une décision le 22 janvier 2019 en faveur d'EDF rejetant la demande d'AET. AET a fait appel de cette décision et l'affaire est pendante devant la Cour d'Appel de Paris.

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. L'envoi de cette notification ne préjuge en rien d'un manquement qui pourrait être attribué au groupe EDF à l'issue de la procédure.

Flamanville 3 - recours contre le décret modifié d'autorisation de création

Trois recours ont été exercés contre le décret d'autorisation de création modifié de Flamanville 3. Les deux premiers ont été déposés le 23 mai 2017 devant le Conseil d'État à l'initiative de plusieurs associations (l'un du CRILAN et l'autre de « Notre Affaire à tous ») directement contre le décret du 23 mars 2017 modifiant le décret d'autorisation de création de Flamanville 3 et modifiant la durée limite de mise en service. Dans un arrêt en date du 28 mars 2018, le Conseil d'État a rejeté les deux requêtes et condamné chacune des associations à verser 2 000 euros à EDF.

Le troisième recours a été déposé le 21 août 2017 également devant le Conseil d'État par plusieurs associations dont Greenpeace, le CRILAN et « Notre Affaire à tous » contre le refus implicite du Premier ministre d'abroger le décret d'autorisation de création modifié de Flamanville 3. Le Conseil d'État a rejeté le recours en date du 11 avril 2019 et condamné les associations à verser chacune à EDF la somme de 400 euros.

Flamanville 3 - recours contre l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire du 10 octobre 2017 et de la décision de l'Autorité de sûreté nucléaire du 9 octobre 2018

Plusieurs associations dont le Réseau « Sortir du nucléaire » et Greenpeace France ont déposé le 30 novembre 2017 un recours devant le Conseil d'État pour demander l'annulation de l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) du 10 octobre 2017 relatif à l'anomalie de l'acier du fond et du couvercle de la cuve Flamanville 3. L'ASN considère en effet que cette anomalie n'est pas de nature à remettre en cause la mise en service de la cuve sous réserve de la réalisation de contrôles spécifiques lors de l'exploitation de l'installation.

Le 27 novembre 2018, ces mêmes associations ont déposé un nouveau recours devant le Conseil d'État contre la décision de l'ASN du 9 octobre 2018 sur la cuve de Flamanville 3 (voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») ; décision qui fait suite à l'avis précité du 10 octobre 2017.

Les deux recours ont été rejetés par le Conseil d'État dans sa décision du 24 juillet 2019, ces litiges sont désormais clos.

Flamanville 3 – Plaintes de Greenpeace et du Réseau Sortir du Nucléaire

Greenpeace et le Réseau Sortir du Nucléaire ont conjointement déposé plainte auprès du Parquet de Cherbourg le 18 juillet 2018 contre EDF (exploitant), Framatome (fabricant) et « X » pour différentes infractions au Code de l'environnement et à la réglementation relative aux installations nucléaires de base en raison des problèmes de soudures constatés sur le chantier de Flamanville.

Le 24 juillet 2019, une nouvelle plainte contre EDF a été déposée par les mêmes auteurs auprès du Parquet de Cherbourg pour, selon ces derniers, " alerter sur un manque de rigueur systémique aux conséquences dangereuses" concernant le réacteur nucléaire EPR en construction à Flamanville (Manche). Cette nouvelle plainte concerne le non-respect des règles de qualification de certains matériels de FLA3 telle qu'exigées par l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

Fessenheim

L'Association Trinationale de Protection Nucléaire (ATPN) a déposé le 14 mars 2017 un recours devant le Conseil d'État pour demander l'annulation d'une part, de la décision n° 2016-DC-0551 de l'ASN du 29 mars 2016 fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau, de rejet d'effluent et de surveillance de l'environnement de la centrale de Fessenheim et, d'autre part, de la décision n° 2016-DC-0550 de l'ASN fixant les valeurs limites de rejet dans l'environnement des effluents de cette même installation.

Dans son arrêt du 14 juin 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement la décision précitée fixant les valeurs limites de rejets des effluents en raison de l'absence de motivation des dérogations accordées. Cependant, le Conseil d'État précise «qu'eu égard à l'intérêt économique et énergétique qui s'attache à l'exploitation de Fessenheim et d'autre part au fait que le maintien en vigueur temporaire des valeurs limites annulées par la présente décision, pour le seul motif d'une absence de motivation n'entraine pas de risque particuliers pour les intérêts visés par l'article L. 593-1 du Code de l'environnement […] » EDF est autorisée à rejeter dans l'environnement les effluents en cause en respectant les valeur limites annulées jusqu'à ce que l'ASN prenne, au plus tard le 1er octobre 2018, une nouvelle décision prescrivant de nouvelles valeurs. La décision en question a été adoptée par l'ASN le 17 juillet 2018 et homologuée deux mois plus tard. Pour le reste, le Conseil d'État rejette tous les autres moyens et ainsi que la demande d'annulation de la décision précitée relatives aux modalités de prélèvement.

Un second recours a été formé le 15 mai 2018 par l'ATPN devant le Conseil d'État, cette fois-ci contre la décision du Président de l'Autorité de sûreté nucléaire en date du 25 juillet 2016 par laquelle celui-ci a autorisé EDF à modifier de manière notable les éléments ayant conduit à l'autorisation de création du site. Il appartient désormais au Conseil d'État de se prononcer sur cette requête dont l'instruction est en cours.

Deux autres recours toujours formés par l'ATPN et reçus par EDF le 10 mai 2019 ont été déposés devant le Conseil d'État contre les décisions implicites du Premier Ministre et de l'ASN refusant d'ordonner la fermeture de la Centrale notamment pour des raisons de sécurité.

Enfin, par une ordonnance en date du 14 juin 2018, le Conseil d'État a rejeté la requête en référé déposée par l'ATPN pour demander la suspension de la décision de l'ASN du 12 mars 2018 levant la suspension du certificat d'épreuve du GV de Fessenheim accordé à AREVA NP. Il appartient désormais au Conseil d'État de se prononcer sur le fond ; l'instruction est en cours.

Tarifs réglementés de vente de l'électricité – recours contre les décisions du 28 mai 2019

Le 24 juin 2019, les associations UFC Que Choisir et Consommation Cadre de Vie Logement ont formé un recours devant le Conseil d'État contre les décisions du 28 mai 2019 relatives i) aux TRV applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale, ii) aux TRV applicables dans les ZNI, iii) aux tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution. Les deux associations contestent la légalité de l'augmentation des TRV.

Par une requête déposée le même jour, les associations demandent la suspension des décisions. Par une ordonnance du 12 juillet 2019, le Conseil d'État a rejeté la demande de suspension pour défaut d'urgence.

9.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

Enedis

ENGIE

Le 23 décembre 2016, la société ENGIE a assigné Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris au sujet de la rémunération des fournisseurs au titre des coûts de gestion des clients en contrat unique (voir section 1.4.2.1.4 « Les contrats de fourniture d'électricité »). La procédure est en cours. Une question prioritaire de constitutionalité (QPC) a été formée par la société ENGIE contre l'article 13 de la loi du 30 décembre 2017. Cette QPC a été transmise par le TC Paris puis par la Cour de Cassation au Conseil Constitutionnel qui l'a rejetée et a donc validé l'article 13 II de la Loi Hydrocarbures.

EDF International

Litiges en matière fiscale

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation par les vérificateurs des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. Par un jugement du 2 juillet 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a confirmé ces redressements pour la période 2009-2013. La Société va faire appel de cette décision.

Edison

Procédures relatives à la vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 du complexe industriel Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures ont été engagées. Après la fin du volet pénal, plusieurs procédures sont toujours en cours :

- Une procédure administrative : la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. La Province a également ordonné à Edison SpA le retrait des déchets présents sur ces terrains. Après le rejet du recours formé par Edison devant le tribunal administratif régional de Pescara, Edison a fait appel de la décision devant le Conseil d'État.
- Un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA pour violation des représentations et garanties en matière environnementale, pour les sites de Bussi et de Spinetta Marengo,

contenues dans le contrat de cession de la société Agora SpA (société contrôlant Ausimont SpA), souscrit en décembre 2001 entre les sociétés Montedison SpA et Longside International SA d'un côté et la société Solvay Solexis SpA (Solvay Specialty Polymers Italy SpA) de l'autre côté. Après une phase de questions préliminaires et préjudicielles, la procédure se poursuit avec l'examen au fond des demandes formulées par les parties.

- Une procédure civile : le 8 avril 2019, le Ministère de l'environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. Une première audience est prévue en septembre 2019.

10 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

Aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres sections.

11 PERSPECTIVES FINANCIÈRES

Objectifs 2019 (1) y compris impact IFRS 16

- **EBE** (2) : compris entre 16,0 et 16,7 milliards d'euros ;
- **Charges opérationnelles** (3) : réduction d'environ 1,1 milliard d'euros par rapport à 2015 ;
- **Cash flow** hors Hinkley Point C et Linky : > 600 millions d'euros (4).

Ambitions 2019-2020 (1) y compris impact IFRS 16

- **Investissements nets totaux** (5) hors acquisitions et cessions du Groupe 2019-2020 : environ 15 milliards d'euros par an ;
- **Cessions Groupe 2019-2020** : entre 2 à 3 milliards d'euros ;
- **Endettement financier net / EBE** (2) (5) **:** ≤ 2,7x ;
- **Taux de distribution cible du résultat net courant** (6)**:** 45 % - 50 %

  L'État s'est engagé à opter pour un paiement en actions pour le solde 2018 et au titre des exercices 2019 et 2020.

(1) À environnement légal et régulatoire inchangé en France.
(2) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2019 et d'hypothèses de production nucléaire France de 395 TWh.
(3) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables, et hors IFRS 16. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.
(4) L'impact d'IFRS 16 sur les flux de trésorerie correspond à l'augmentation de l'EBE, diminué des intérêts financiers sur les dettes financières nettes d'IFRS 16.
(5) Pour 2020 : sous réserve des conséquences en cours d'estimation de la décision de l'Autorité de Sûreté Nucléaire du 19 juin 2019 sur le planning et le coût du projet Flamanville 3.
(6) Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisés en fonds propres.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2019

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2019 (1)	S1 2018 (2)
Chiffre d'affaires	6	36 469	34 962
Achats de combustible et d'énergie		(17 951)	(16 770)
Autres consommations externes		(3 655)	(3 989)
Charges de personnel		(6 963)	(6 815)
Impôts et taxes		(2 810)	(2 691)
Autres produits et charges opérationnels	7	3 256	3 365
Excédent brut d'exploitation		**8 346**	**8 062**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*		350	19
Dotations aux amortissements		(4 776)	(4 307)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(54)	(66)
(Pertes de valeur)/reprises	8	(45)	(57)
Autres produits et charges d'exploitation	9	(149)	(56)
Résultat d'exploitation		**3 672**	**3 595**
Coût de l'endettement financier brut		(925)	(782)
Effet de l'actualisation	10.1	(1 801)	(1 697)
Autres produits et charges financiers	10.2	2 596	861
Résultat financier		**(130)**	**(1 618)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**3 542**	**1 977**
Impôts sur les résultats	11	(1 020)	(582)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	15	352	365
Résultat net des activités en cours de cession	12	(410)	(7)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		2 464	1 753
Dont résultat net - part du Groupe		**2 498**	**1 726**
Résultat net des activités poursuivies		2 898	1 733
Résultat net des activités en cours de cession		(400)	(7)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**(34)**	**27**
Activités poursuivies		(24)	27
Activités en cours de cession		(10)	-
Résultat net part du Groupe par action en euros :			
Résultat par action		0,72	0,46
Résultat dilué par action		0,72	0,46
Résultat par action des activités poursuivies		0,85	0,46
Résultat dilué par action des activités poursuivies		0,85	0,46

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités abandonnées est présenté sur la ligne distincte du compte de résultat « résultat net des activités en cours de cession » pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2018 est présenté en note 2.3.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	S1 2019 [1] Part du Groupe	S1 2019 [1] Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	S1 2019 [1] Total	S1 2018 Part du Groupe	S1 2018 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	S1 2018 Total
Résultat net consolidé	**2 498**	**(34)**	**2 464**	**1 726**	**27**	**1 753**
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute [2]	752	(15)	737	28	3	31
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	(243)	(1)	(244)	(46)	(1)	(47)
Juste valeur des instruments de couverture - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(40)	-	(40)	(9)	-	(9)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	***469***	***(16)***	***453***	***(27)***	***2***	***(25)***
Écarts de conversion des entités contrôlées	(328)	(20)	(348)	69	(22)	47
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	30	-	30	82	-	82
Écarts de conversion	***(298)***	***(20)***	***(318)***	***151***	***(22)***	***129***
Juste valeur des titres de dettes - variation brute [2]	376	-	376	(115)	-	(115)
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt	(123)	-	(123)	40	-	40
Juste valeur des titres de dettes - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	6	-	6	(6)	-	(6)
Variation de juste valeur des titres de dettes	***259***	***-***	***259***	***(82)***	***-***	***(82)***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	**430**	**(36)**	**394**	**42**	**(20)**	**22**
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	-	-	-	(2)	-	(2)
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	***-***	***-***	***-***	***(2)***	***-***	***(2)***
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute [3]	(1 953)	9	(1 944)	1 209	74	1 283
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt	306	-	306	(349)	(10)	(359)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(129)	-	(129)	24	-	24
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	***(1 776)***	***9***	***(1 767)***	***884***	***64***	***948***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	**(1 776)**	**9**	**(1 767)**	**882**	**64**	**946**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	**(1 346)**	**(27)**	**(1 373)**	**924**	**44**	**968**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	1 152	(61)	1 091	2 650	71	2 721
Dont résultat global des activités poursuivies	1 149	(61)	1 088	2 657	71	2 728
Dont résultat global des activités en cours de cession	3	-	3	(7)	-	(7)

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) 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 19.4.1 et 19.4.2.

(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 20.3.1.2.

Bilan consolidé

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	30/06/2019 (1)	31/12/2018
Goodwill	13	10 210	10 195
Autres actifs incorporels		9 953	9 918
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	14	57 284	56 515
Immobilisations en concessions des autres activités	14	6 792	7 339
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	14	84 273	78 252
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	15	7 609	8 287
Actifs financiers non courants	16	40 252	37 104
Autres débiteurs non courants	18	2 140	1 796
Impôts différés actifs		1 273	978
Actif non courant		**219 786**	**210 384**
Stocks		14 066	14 227
Clients et comptes rattachés	17	14 165	15 910
Actifs financiers courants	16	28 913	31 143
Actifs d'impôts courants		280	869
Autres débiteurs courants	18	6 615	7 346
Trésorerie et équivalents de trésorerie		4 345	3 290
Actif courant		**68 384**	**72 785**
Actifs détenus en vue de leur vente	23	**1 555**	**-**
TOTAL DE L'ACTIF		289 725	283 169

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	30/06/2019 (1)	31/12/2018
Capital	19	1 525	1 505
Réserves et résultats consolidés		43 629	42 964
Capitaux propres - part du Groupe		***45 154***	***44 469***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		8 422	8 177
Total des capitaux propres		**53 576**	**52 646**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		50 616	49 204
Autres provisions pour déconstruction		1 494	2 033
Provisions pour avantages du personnel		19 623	17 627
Autres provisions		2 986	2 908
Provisions non courantes	20.1	***74 719***	***71 772***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		47 218	46 924
Passifs financiers non courants	21.1	54 620	52 129
Autres créditeurs non courants	22	4 955	4 896
Impôts différés passifs		2 337	1 987
Passif non courant		**183 849**	**177 708**
Provisions courantes	20.1	6 280	6 010
Fournisseurs et comptes rattachés		11 335	13 421
Passifs financiers courants	21.1	16 430	17 167
Dettes d'impôts courants		1 032	205
Autres créditeurs courants	22	16 394	16 012
Passif courant		**51 471**	**52 815**
Passifs détenus en vue de leur vente	23	**829**	**-**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		289 725	283 169

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2019 [1]	S1 2018 [2]
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt		**3 168**	**2 013**
Résultat avant impôt des sociétés en cours de cession		**(374)**	**36**
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**3 542**	**1 977**
Pertes de valeur / (reprises)		45	57
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		3 169	4 916
Produits et charges financiers		312	277
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		88	124
Plus ou moins-values de cession		(6)	50
Variation du besoin en fonds de roulement		1 050	1 419
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***8 200***	***8 820***
Frais financiers nets décaissés		(606)	(719)
Impôts sur le résultat payés		259	200
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**7 853**	**8 301**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**129**	**111**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**7 982**	**8 412**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(282)	(296)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		217	45
Investissements incorporels et corporels		(7 537)	(7 621)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		41	89
Variations d'actifs financiers		1 799	(479)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(5 762)**	**(8 262)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**(69)**	**(58)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(5 831)**	**(8 320)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [3]		420	1 285
Dividendes versés par EDF	19.2	(31)	(60)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(80)	(113)
Achats/ventes d'actions propres		(16)	-
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***293***	***1 112***
Émissions d'emprunts		2 521	2 299
Remboursements d'emprunts		(3 778)	(3 087)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	19.3	(334)	(378)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		68	56
Subventions d'investissement reçues		141	301
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***(1 382)***	***(809)***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**(1 089)**	**303**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**(61)**	**(67)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**(1 150)**	**236**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		1 002	342
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		(1)	(14)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**1 001**	**328**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		3 290	3 692
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		1 001	328
Incidence des variations de change		(49)	(22)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		8	7
Incidence des reclassements		95	(48)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE		4 345	3 957

(1) Les comptes au 30 juin 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 (utilisation de la méthode rétrospective modifiée). Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme (voir note 2.1).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2018 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession (voir note 2.3).

(3) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2019, 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. (361 millions d'euros au 30 juin 2018). Comprend également en 2018, un montant de 797 millions d'euros relatif à la cession de 49 % des titres de parcs éoliens d'EDF Renewables (voir note 3.2.1).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 30 juin 2019 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 31/12/2018	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 661**	**44 469**	**8 177**	**52 646**
Retraitements IFRIC 23 (voir note 2.2)	-	-	-	-	(10)	**(10)**	-	**(10)**
Capitaux propres au 01/01/2019	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 651**	**44 459**	**8 177**	**52 636**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(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 (4)	20	-	-	-	431	**451**	-	**451**
Autres variations (5)	-	-	-	-	(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 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.

(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 la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(4) 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 (voir note 19.1).

(5) En 2019, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co pour 418 millions d'euros.

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 30 juin 2018 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Ecarts de conversion (1)	Ecarts de réévaluation à la juste valeur 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 01/01/2018	**1 464**	**(40)**	**136**	**(1 678)**	**41 475**	**41 357**	**7 341**	**48 698**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	151	(109)	882	**924**	44	**968**
Résultat net	-	-	-	-	1 726	**1 726**	27	**1 753**
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**151**	**(109)**	**2 608**	**2 650**	**71**	**2 721**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(378)	**(378)**	-	**(378)**
Dividendes distribués	-	-	-	-	(909)	**(909)**	(121)	**(1 030)**
Achats/ventes d'actions propres	-	(5)	-	-	-	**(5)**	-	**(5)**
Augmentation de capital d'EDF (4)	41	-	-	-	806	**847**	-	**847**
Autres variations (5)	-	-	-	-	393	**393**	676	**1 069**
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2018	**1 505**	**(45)**	**287**	**(1 787)**	**43 995**	**43 955**	**7 967**	**51 922**

(1) Les écarts de conversion varient de 151 millions d'euros au 30 juin 2018 et sont principalement liés à l'appréciation du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes 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 la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(4) En 2018, 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 2017 pour un montant de 847 millions d'euros.

(5) En 2018, les variations des réserves consolidées et des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent notamment l'effet de la cession de 49 % des parcs éoliens d'EDF Renewable Ltd. 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 361 millions d'euros, une réduction de capital de Dunkerque LNG pour (280) millions d'euros (non réglée aux actionnaires au 30 juin 2018) ainsi que les effets des émissions d'obligations convertibles dans le groupe Dalkia pour 44 millions d'euros.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE 10

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFERENTIEL 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 12
1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ 12
1.6 ÉVOLUTION DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION 12

NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES 14

2.1 IFRS 16 - CONTRATS DE LOCATION 14
2.2 IFRIC 23 - INCERTITUDE RELATIVE AU TRAITEMENT DES IMPOTS SUR LE RESULTAT 15
2.3 IFRS 5 - PROJET DE CESSION DE L'ACTIVITE E&P D'EDISON 15

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS 18

3.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS DE 2019 18
3.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS DE 2018 21
3.3 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE 25

NOTE 4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 32

NOTE 5 INFORMATIONS SECTORIELLES 32

5.1 AU 30 JUIN 2019 32
5.2 AU 30 JUIN 2018 32

COMPTE DE RÉSULTAT 33

NOTE 6 CHIFFRE D'AFFAIRES 33

NOTE 7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS 33

NOTE 8 PERTES DE VALEUR / REPRISES 33

NOTE 9 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION 33

NOTE 10 RÉSULTAT FINANCIER 34

10.1 EFFET DE L'ACTUALISATION 34
10.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS 34

NOTE 11 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS 34

NOTE 12 RÉSULTAT DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION 35

NOTE 13 GOODWILL 36

NOTE 14 IMMOBILISATIONS CORPORELLES 36

NOTE 15 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES 37

15.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE) 37
15.2 CENG 38
15.3 TAISHAN 38

NOTE 16 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 39

16.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 39
16.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES 39
16.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES 39

NOTE 17 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS 40

NOTE 18 AUTRES DÉBITEURS 40

NOTE 19 CAPITAUX PROPRES 41

19.1 CAPITAL SOCIAL 41
19.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES 41
19.3 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES 41

19.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS 41

NOTE 20 PROVISIONS 43

20.1 RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS 43
20.2 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS 43
20.3 AVANTAGES DU PERSONNEL 45
20.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS 47

NOTE 21 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 48

21.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS 48
21.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES 48
21.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET 49

NOTE 22 AUTRES CRÉDITEURS 50

22.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS 50
22.2 DETTES FISCALES 50
22.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME 50
22.4 AUTRES DETTES 50
22.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRATS 50

NOTE 23 ACTIFS ET PASSIFS EN VUE DE LEUR VENTE 51

AUTRES INFORMATIONS 52

NOTE 24 ACTIFS DEDIÉS D'EDF 52

24.1 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF 52
24.2 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME 53
24.3 ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIÉS SUR 2019 53

NOTE 25 ENGAGEMENTS HORS BILAN 54

25.1 ENGAGEMENTS DONNÉS 54
25.2 ENGAGEMENTS REÇUS 56

NOTE 26 PARTIES LIÉES 56

NOTE 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLÔTURE 56

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 2019.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, 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 2019 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 25 juillet 2019.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFERENTIEL 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 2019 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 2019. 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 2018.

À l'exception des méthodes précisées dans la note 1.4 spécifique aux arrêtés intermédiaires et dans la note 1.6 relative à la première application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23, 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 2018.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

1.2.1 IFRS 16 « Contrats de location »

La norme IFRS 16 « Contrats de location », applicable pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2019, a été adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017. Les principes de comptabilisation et d'évaluation désormais applicables aux contrats de location sont précisés dans la note 1.6.1 et les informations requises par la norme IAS 8 et la norme IFRS 16 sur les effets de son application par le Groupe sont détaillées en note 2.1.

1.2.2 IFRIC 23 Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat

Cette interprétation, adoptée le 23 octobre 2018 par l'Union européenne, est d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019.

Elle clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation de l'impôt, en présence d'une incertitude fiscale. Les méthodes applicables sont présentées en note 1.6.2 et les impacts sont décrits dans la note 2.2.

1.2.3 Améliorations annuelles des IFRS cycle 2015 - 2017

Ces améliorations, adoptées le 14 mars 2019 par l'Union Européenne, contiennent des amendements à :

- IAS 23 « Coûts d'emprunt » : les emprunts spécifiques correspondants à un actif qualifié doivent être intégrés dans la base des emprunts généraux une fois que la construction de l'actif qualifié est achevée ;
- IFRS 3 et IFRS 11 : évaluation des intérêts détenus antérieurement dans une entreprise commune lors d'une prise de contrôle ;
- IAS 12 « Impôts sur le résultat » : comptabilisation de l'effet d'impôts sur les dividendes en résultat.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.4 Amendements à IAS 19 « Modification, réduction ou liquidation d'un régime »

Ces amendements ont été adoptés le 13 mars 2019 par l'Union européenne. Ils clarifient le fait qu'en cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours d'exercice, une société doit mettre à jour ses hypothèses actuarielles à la date du changement, pour évaluer et comptabiliser le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies à compter de la date du changement pour la portion restante de l'exercice.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.5 Amendements à IAS 28 « Intérêts à long terme dans une entreprise associée ou une coentreprise »

Ces amendements ont été adoptés le 8 février 2019 par l'Union européenne. Ils précisent que l'entité doit appliquer en premier lieu IFRS 9 « Instruments financiers » pour la dépréciation des autres intérêts dans une entreprise associée ou une coentreprise, qui constituent une partie de sa participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise, mais auxquels la méthode de la mise en équivalence n'est pas appliquée.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

1.2.6 Amendements à IFRS 9 « Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative »

Ces amendements, adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne, permettent, sous conditions, que des actifs financiers remboursables sur option par anticipation et entraînant alors une rémunération négative puissent être évalués au coût amorti.

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les comptes du Groupe.

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 identiques à celles décrites en note 1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2018, à l'exception des contrats de location résultant de l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 « Contrats de location ».

Comme décrit dans la note 1.6.1, l'évaluation du droit d'usage et de la dette de location repose sur des estimations et des hypothèses. Celles-ci portent principalement sur les durées des contrats de location retenues, qui incluent les options de prolongation ou de résiliation anticipée que le Groupe a une certitude raisonnable d'exercer.

1.4 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés 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 au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal.

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.

1.6 ÉVOLUTION DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Compte tenu de l'entrée en application de la norme IFRS 16, les règles et méthodes comptables du Groupe ont fait l'objet de modifications présentées ci-après (note 1.6.1). Ces règles comptables ne s'appliquent qu'à la comptabilisation des contrats de location sur le premier semestre 2019, étant donné que sur l'exercice comparatif 2018, les dispositions de la norme IAS 17 restent en vigueur.

Par ailleurs, l'adoption de l'interprétation IFRIC 23 donne lieu à une modification des règles et méthodes comptables du Groupe quant à la comptabilisation des impôts sur le résultat (note 1.6.2).

1.6.1 Contrats de location

Selon la norme IFRS 16, un contrat est ou contient un contrat de location s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont assimilés par le Groupe à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

1.6.1.1 Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif « droit d'utilisation », présenté au sein des « Immobilisations de production et

autres immobilisations corporelles du domaine propre » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe a choisi d'appliquer les exemptions de comptabilisation permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Si le Groupe réalise une **opération de cession-bail** – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif « droit d'utilisation » consécutif au bail est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe se rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les valeurs de marché.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 25.1.1, portent sur :

- Les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- Les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf < 5 000 dollars) ;
- Les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

1.6.1.2 Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir. A l'inverse, un contrat qualifié de location-simple n'entraine pas de retraitement comptable substantiel de la part du Groupe.

1.6.2 IFRIC 23 - Position fiscale incertaine

Le paragraphe 1.3.8 « Impôts sur les résultats » des comptes consolidés au 31 décembre 2018 est complété comme suit :

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scenarii envisagés.

NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

2.1 IFRS 16 - CONTRATS DE LOCATION

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, est d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019.

Le Groupe a opté pour la méthode rétrospective dite « modifiée » qui consiste à comptabiliser l'effet cumulé de la première application de la norme comme un ajustement des capitaux propres à la date de première application, à savoir au 1er janvier 2019. Cette méthode prévoit la comptabilisation d'un passif égal aux loyers résiduels actualisés, en contrepartie d'un actif droit d'utilisation ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer. Le Groupe a choisi la méthode d'évaluation de l'actif droit d'utilisation à un montant égal à celui du passif de loyers.

L'information comparative présentée dans les états primaires et dans les notes annexes n'est pas retraitée des impacts de la mise en place de la norme. En conséquence, les comptes au 30 juin 2019 sont établis sans retraitement de l'exercice précédent.

Le taux d'actualisation moyen pondéré appliqué par le Groupe pour le calcul de la dette locative au 1er janvier 2019 sur la durée résiduelle des contrats ressort à 1,61 % (voir note 1.6.1).

Le Groupe a choisi d'appliquer les exemptions de comptabilisation permises par la norme et mentionnées dans la note 1.6.1.1 et de ne pas réapprécier les contrats de location à la date de première application.

2.1.1 Impact à la transition au 1er janvier 2019

En application de la méthode rétrospective modifiée, la mise en œuvre de la norme à la date de transition se traduit par un impact sur l'endettement financier net et par la reconnaissance d'un actif au titre d'un droit d'utilisation de 4 492 millions d'euros.

Les écarts entre les engagements de location simple présentés en application d'IAS 17 au 31 décembre 2018 et la dette locative estimée selon IFRS 16 concernant ces mêmes contrats au 1er janvier 2019 s'expliquent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	01/01/2019
Engagements de location simple en tant que preneur au 31/12/2018 (note 25.1.1.3)	4 375
Contrats non comptabilisés en application des exemptions d'IFRS 16	(65)
Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain	1 125
Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1er janvier 2019	(329)
Autres	(40)
Dette locative non actualisée au titre d'IFRS 16 au 01/01/2019	5 066
Effet de l'actualisation	(574)
Dette locative actualisée au titre d'IFRS 16 au 01/01/2019	4 492

Ce montant de droit d'utilisation et de dette locative vient s'ajouter aux immobilisations financées par location financement au 31 décembre 2018 de 96 millions d'euros (voir note 14) et à la dette de location financement de 324 millions d'euros (voir note 21.2.1).

2.1.2 Impacts sur les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2019

Au 30 juin 2019, la valeur nette de l'actif au titre du droit d'utilisation s'élève à 4 304 millions d'euros et le montant de la dette liée à l'obligation locative à 4 553 millions d'euros. Sur le premier semestre, la charge d'amortissement de l'actif au titre du droit d'utilisation s'élève à (322) millions d'euros et les intérêts de la dette liés à l'obligation locative à (42) millions d'euros.

Pour information, sur la base des calculs effectués par le Groupe, la mise en œuvre d'IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée aurait eu un impact positif de l'ordre de 338 millions d'euros sur l'excédent brut

d'exploitation au titre du premier semestre 2018. Le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative.

2.2 IFRIC 23 - INCERTITUDE RELATIVE AU TRAITEMENT DES IMPOTS SUR LE RESULTAT

En application de la méthode partiellement rétrospective, la mise en œuvre de l'interprétation IFRIC 23 à la date de transition se traduit par un impact non significatif sur les passifs d'impôt (10 millions d'euros) en contrepartie des capitaux propres, sans retraitement de l'information comparative.

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

Le Conseil d'administration d'EDF du 28 juin 2019 et le Conseil d'administration d'Edison du 3 juillet ont validé l'offre de rachat de la participation du Groupe dans l'activité « Exploration et Production » (E&P) d'Edison. Ainsi, 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 % des activités Exploration et Production (E&P) d'Edison ainsi que de ses filiales spécialisées dans l'exploration et la production d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel).

Le prix de cession se base sur une valeur d'entreprise de 750 millions de dollars, avec un versement supplémentaire de 100 millions de dollars qui s'appliquera à la mise en service du projet gazier Cassiopea en Italie. Edison aura également droit à des redevances liées aux futurs développements en Égypte, ce qui porterait le cas échéant la valeur totale à près de 1 milliard de dollars. L'accord prévoit le transfert de toutes les obligations de déconstruction à l'acheteur.

Edison Exploration and Production gère toutes les activités, les titres miniers et les participations d'Edison dans le secteur des hydrocarbures en Italie et à l'international. Edison E&P possède notamment un portefeuille d'environ 90 licences dans 9 pays de la Méditerranée et du nord de l'Europe, ce qui correspond à une production sous quota de 49 000 barils par jour à fin décembre 2018.

L'opération de cession à Energean Oil and Gas devrait être finalisée avant fin 2019, sous réserve des conditions habituelles en la matière, y compris l'obtention de l'approbation du Ministère italien du Développement Economique.

Le produit de cette cession contribuera à financer le plan de développement stratégique d'Edison. Ce plan prévoit des investissements importants en Italie pendant la période triennale 2019-2021, principalement pour la production durable d'énergies renouvelables et de gaz, mais également pour renforcer les activités d'Edison dans le marché de détail et les services d'efficacité énergétique.

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

Edison étant la seule entité du Groupe à exercer cette activité, qui constitue, par ailleurs, une part importante du secteur opérationnel « Italie », la cession de l'activité « E&P » est qualifiée d'activité abandonnée au sens de la norme IFRS 5 à compter du 1er janvier 2019.

Ainsi, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les périodes publiées. De la même manière, au niveau du tableau de flux de trésorerie, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est inscrite sur une ligne distincte pour les périodes publiées.

Suite à l'application d'IFRS 5 et sur la base des conditions de l'offre, les montants des actifs et passifs de l'activité E&P d'Edison, arrêtés au 30 juin 2019, sont présentés sur une ligne distincte du bilan consolidé. Une présentation détaillée des postes composant les actifs et passifs de cette activité en cours de cession figure en note 23. Les effets sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 au 30 juin 2018 sont présentés ci-dessous .

Sur la base de la valeur nette consolidée l'activité E&P au 30 juin 2019 et d'un prix de cession de l'offre indicative de rachat, une perte de valeur d'un montant de (425) millions d'euros a été constatée sur le semestre (voir note 12), intégrée sur la ligne « résultat net des activités en cours de cession ».

2.3.2 Impacts sur le compte de résultat 2018

(en millions d'euros)	S1 2018 publié	Impact IFRS 5	**S1 2018 retraité**
Chiffre d'affaires	35 175	(213)	34 962
Achats de combustible et d'énergie	(16 751)	(19)	(16 770)
Autres consommations externes	(4 038)	49	(3 989)
Charges de personnel	(6 836)	21	(6 815)
Impôts et taxes	(2 694)	3	(2 691)
Autres produits et charges opérationnels	3 375	(10)	3 365
Excédent brut d'exploitation	**8 231**	**(169)**	**8 062**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	19	-	19
Dotations aux amortissements	(4 410)	103	(4 307)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(66)	-	(66)
(Pertes de valeur)/reprises	(68)	11	(57)
Autres produits et charges d'exploitation	(56)	-	(56)
Résultat d'exploitation	**3 650**	**(55)**	**3 595**
Coût de l'endettement financier brut	(785)	3	(782)
Effet de l'actualisation	(1 707)	10	(1 697)
Autres produits et charges financiers	855	6	861
Résultat financier	**(1 637)**	**19**	**(1 618)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**2 013**	**(36)**	**1 977**
Impôts sur les résultats	(625)	43	(582)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	365	-	365
Résultat net des activités en cours de cession	-	(7)	(7)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**1 753**	**-**	**1 753**
Dont résultat net - part du Groupe	**1 726**	**-**	**1 726**
Résultat net des activités poursuivies	1 726	7	1 733
Résultat net des activités en cours de cession	-	(7)	(7)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**27**	**-**	**27**
Activités poursuivies	27	-	27
Activités en cours de cession	-	-	-

2.3.3 Impacts sur le tableau de flux de trésorerie 2018

(en millions d'euros)	S1 2018 publié	Impact IFRS 5	S1 2018 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**2 013**	**(36)**	**1 977**
Résultat avant impôt des sociétés en cours de cession	**-**	**36**	**36**
Résultat avant impôts	**2 013**	**-**	**2 013**
Pertes de valeur / (reprises)	68	(11)	57
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	5 017	(101)	4 916
Produits et charges financiers	296	(19)	277
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	124	-	124
Plus ou moins-values de cession	50	-	50
Variation du besoin en fonds de roulement	1 434	(15)	1 419
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités poursuivies	***9 002***	***(182)***	***8 820***
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités en cours de cession	***-***	***182***	***182***
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	***9 002***	***-***	***9 002***
Frais financiers nets décaissés	(730)	11	(719)
Impôts sur le résultat payés	140	60	200
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies	**8 412**	**(111)**	**8 301**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession	**-**	**111**	**111**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**8 412**	**-**	**8 412**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise	(296)	-	(296)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée	45	-	45
Investissements incorporels et corporels	(7 713)	92	(7 621)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	123	(34)	89
Variations d'actifs financiers	(479)	-	(479)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies	**(8 320)**	**58**	**(8 262)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession	**-**	**(58)**	**(58)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(8 320)**	**-**	**(8 320)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	-	-	-
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	357	-	357
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	928	-	928
Dividendes versés par EDF	(60)	-	(60)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(113)	-	(113)
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-
Flux de trésorerie avec les actionnaires	***1 112***	***-***	***1 112***
Émissions d'emprunts	2 299	-	2 299
Remboursements d'emprunts	(3 154)	67	(3 087)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(378)	-	(378)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	56	-	56
Subventions d'investissement reçues	301	-	301
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	***(876)***	***67***	***(809)***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies	**236**	**67**	**303**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession	**-**	**(67)**	**(67)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**236**	**-**	**236**
Flux de trésorerie des activités poursuivies	328	14	342
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	-	(14)	(14)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**328**	**-**	**328**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	3 692	-	3 692
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	328	-	328
Incidence des variations de change	(22)	-	(22)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	7	-	7
Incidence des reclassements	(48)	-	(48)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	3 957	-	3 957

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

3.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS DE 2019

En complément du projet de cession de l'activité E&P d'Edison présentée en note 2.3, les autres principaux évènements et transactions significatifs de 2019 sont les suivants :

3.1.1 Cession des 25 % de la participation dans ALPIQ

A la suite de l'autorisation donnée par leurs organes de gouvernance respectifs, EDF, EBM (Coopérative Elektra Birseck) et EOS (EOS Holding SA) ont signé le 4 avril 2019 un accord relatif à la cession par EDF de sa participation dans l'énergéticien suisse Alpiq (représentant 25,04 % du capital et des droits de vote) à EBM et EOS (pour moitié chacun).

Cette opération valorise la participation d'EDF dans Alpiq à environ 489 millions de francs suisses (soit près de 434 millions d'euros), sur la base d'un prix d'achat de 70 francs suisses par action Alpiq. Elle contribue à une diminution de l'endettement financier net du Groupe EDF à hauteur de 434 millions d'euros. Le contrat d'acquisition prévoit des mécanismes relatifs à d'éventuels compléments de prix. La cession a été finalisée le 28 mai 2019 après l'obtention de l'autorisation de l'autorité allemande de la concurrence.

L'impact de l'opération sur le résultat du groupe n'est pas significatif.

3.1.2 Signature de trois lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Avec ces nouveaux accords qui s'inscrivent dans la continuité des deux autres lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable signées en 2017 et 2018, EDF réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans sa stratégie de financement. Les lignes de crédit renouvelables indexées sur les critères ESG représentent désormais plus de 5 milliards d'euros, soit environ 45 % des lignes de crédit du groupe EDF.

Signature d'une ligne de crédit de 300 millions d'euros entre EDF et BBVA

EDF et BBVA ont signé le 22 mars 2019 une ligne de crédit renouvelable de 300 millions d'euros dont le coût sera indexé sur des indicateurs de performance d'EDF en matière d'émissions de CO2 et d'efficacité énergétique.

Le coût de cette ligne de crédit sera indexé sur trois indicateurs de performance ("KPI") du groupe EDF en matière de développement durable : les émissions directes de CO2 d'EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation.

Signature de deux lignes de crédit renouvelables bilatérales avec Crédit Agricole CIB et Société Générale CIB

Le 22 juillet 2019, EDF a annoncé avoir signé deux lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, dont le coût sera indexé sur des indicateurs de la performance d'EDF en matière d'émissions de CO2 et d'efficacité énergétique. Un contrat a été signé avec le Groupe Crédit Agricole, piloté par Crédit Agricole CIB et comprenant LCL et le Crédit Agricole d'Ile-de-France, un autre avec Société Générale CIB.

Ces deux facilités de crédit intègrent un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO2, l'utilisation par les clients d'EDF de ses outils de suivi de consommation en ligne (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte de véhicules légers d'EDF.

3.1.3 Nouveaux développements dans les énergies renouvelables

3.1.3.1 Finalisation de l'acquisition de LUXEL

Le 1er avril 2019, EDF Renouvelables a procédé à l'acquisition du Groupe LUXEL, acteur indépendant du marché de l'énergie photovoltaïque à la tête d'un portefeuille de 1 GWc, composé de quelques parcs en exploitation et de projets prêts à être construits ou en développement. Cette acquisition permet à EDF Renouvelables de renforcer sa position dans le solaire en France, en vue d'atteindre les objectifs du Plan Solaire d'EDF.

3.1.3.2 Offshore Chine

Le 25 mars 2019, EDF a conclu deux accords pour des projets bas carbone en Chine.

- L'accord de coopération signé avec China Energy Investment, l'un des premiers acteurs industriels du marché chinois de l'électricité, porte sur une prise de participation par EDF dans les projets éoliens en mer de Dongtai IV et V, situés au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai.

  La construction de Dongtai IV est en cours ; celle de Dongtai V commencera en 2019. Sous réserve de la signature des contrats définitifs, les deux partenaires construiront et exploiteront une capacité installée totale de 500 MW qui sera mise en service progressivement à horizon 2021.

- EDF et l'électricien Huadian ont signé un accord de coopération pour optimiser les performances du réseau de chaleur et de climatisation d'un quartier de la ville de Wuhan (centre de la Chine). A terme, ce réseau doit alimenter en chauffage 100 000 clients et climatiser 500 000 mètres carrés de bureaux. Les signataires étudieront ensemble l'intégration d'outils intelligents de gestion de l'énergie déjà déployés par le groupe EDF sur le réseau de chaleur de la ville de Sanmenxia.

3.1.3.3 Projet solaire de Noor Midelt I au Maroc

L'Agence marocaine des énergies durables (MASEN) a choisi, au terme d'un appel d'offres international compétitif, le consortium réunissant EDF (via sa filiale EDF Renouvelables), Masdar (société d'énergies nouvelles de l'émirat d'Abou Dabi) et Green of Africa (développeur d'énergies renouvelables marocain), pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire multi-technologies de Noor Midelt.

Ce projet solaire hybride d'une capacité installée de 800 MW, associe de manière innovante deux technologies : l'énergie solaire concentrée (CSP) et le solaire photovoltaïque.

La phase de construction devrait débuter au dernier trimestre 2019 ; la mise en service interviendrait alors en 2022.

3.1.3.4 Eolien en mer : le Conseil d'Etat valide le projet de parc au large de Saint Nazaire

Le Conseil d'État a validé début juin le projet de parc de 80 éoliennes en mer d'une capacité installée de 480 MW au large de Saint-Nazaire (Loire-Atlantique), rejetant les recours déposés par des associations environnementales. Réglant l'affaire au fond, la plus haute juridiction administrative française a rejeté les requêtes du Groupement des résidents pour la sauvegarde environnementale de La Baule et de l'Association pour la protection du site et de l'environnement de Sainte-Marguerite.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État va permettre à EDF Renouvelables et à son partenaire canadien Enbridge de poursuivre le développement du projet, en vue d'une décision finale d'investissement, prévue sur le second semestre 2019.

3.1.3.5 Eolien en mer : le consortium mené par le groupe EDF, lauréat du projet de Dunkerque

Au terme d'un appel d'offres lancé par les pouvoirs publics, le Ministère de la Transition écologique et solidaire a choisi le consortium conduit par le groupe EDF, via sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec les sociétés Innogy et Enbridge, pour assurer la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc éolien en mer de Dunkerque.

Il s'agit du quatrième projet que le Groupe remporte dans le cadre des appels d'offres offshore lancés par les pouvoirs publics, après ceux gagnés en 2012 à Saint-Nazaire, à Fécamp et à Courseulles-sur-Mer. Situé à plus de 10 km de la côte, le futur parc de Dunkerque aura une capacité installée de près de 600 MW. Il fournira l'équivalent d'environ 40 % des besoins en électricité du département du Nord.

La mise en service du parc éolien devrait intervenir en 2026.

3.1.4 Plan d'actionnariat salarié 2019 « ORS 2019 »

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 4 avril 2019, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. Celle-ci a été réalisée par la cession de 7 704 974 actions existantes par l'État à EDF, qui les a rétrocédées immédiatement aux salariés, anciens salariés et retraités éligibles. L'opération ne constitue donc pas une augmentation de capital pour le Groupe.

L'offre comprenait une formule dite « à effet de levier » avec garantie de l'apport personnel en euro et une formule dite « classique ». Elle a été réalisée par l'intermédiaire d'un Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE). Un abondement a été proposé aux salariés pour la formule « classique ».

Les actions offertes sont des actions ordinaires, cotées sur Euronext Paris (Compartiment A), portant jouissance courante. Étant acquises via la souscription de parts d'un FCPE du PEG, elles sont soumises à une période de détention obligatoire de 5 ans s'achevant le 16 juillet 2024, en dehors des cas de déblocage anticipés prévus par la réglementation. Les droits de vote seront exercés par le conseil de surveillance du FCPE.

Le prix de cession des actions a été fixé le 20 juin 2019. Il comportait une décote de 20 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris (Volume-Weighted Average Price), durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

La livraison des actions a été effectuée le 16 juillet 2019.

Les impacts de l'opération d'actionnariat salarié sont donnés en note 9 « Autres produits et charges d'exploitation ».

3.1.5 Projet EPR de Flamanville 3

Préambule : Les développements ci-dessous doivent être lus de façon conjointe avec les rappels au titre de 2018 présentés en note 3.2.3.

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

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

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

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

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

Le 20 juin 2019, EDF a annoncé prendre connaissance de la décision de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) dans son courrier daté du 19 juin 2019 relatif aux écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville et analyser les conséquences de cette décision sur le planning et le coût de l'EPR de Flamanville.

Le 26 juillet 2019, 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 indiqué qu'à date, la mise en service ne pouvait être envisagée avant fin 2022.

Cette décision de l'ASN n'a pas d'impact sur les états financiers du Groupe au 30 juin 2019.

3.1.6 Taishan

Suite à l'autorisation donnée par l'autorité de sûreté nucléaire chinoise fin mai, le raccordement effectif du réacteur EPR n°2 de Taishan a été opéré le 23 juin dernier, en vue de sa mise en service commerciale avant la fin de l'année.

Pour rappel, l'unité 1 était entrée en exploitation commerciale en décembre 2018 (voir note 3.2.4).

3.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS DE 2018

3.2.1 Nouveau partenaire pour EDF Renewables dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni (1er semestre 2018)

Le 29 juin 2018, EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW), pour un prix de réalisation de 701 millions de livres sterling.

Cet accord avec le nouveau partenaire, Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform, comportant des investissements provenant de grands plans de retraite des collectivités locales britanniques, permettra à EDF Renewables de poursuivre le développement des énergies renouvelables.

EDF Renewables maintient une participation de 51 % dans ce portefeuille de parcs éoliens. Par ailleurs, la société continuera de fournir des services d'exploitation et maintenance, ainsi que de gestion d'actifs.

EDF Energy, pour sa part, continuera à acheter toute l'électricité et les certificats verts ROCs produits par les parcs éoliens aux conditions de marché.

La cession de cette participation, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est reconnue en capitaux propres, sans impact sur le compte de résultat du Groupe (voir tableau de variation des capitaux propres consolidés).

3.2.2 Finalisation de la cession de la participation d'EDF au capital de Dunkerque LNG (2nd semestre 2018)

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018 être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axa IM – Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du groupe.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

A la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacités de regazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 737 millions d'euros. L'opération, du fait de la plus-value de cession de 755 millions d'euros, a un impact net en « autres produits et charges d'exploitation » de 18 millions d'euros. Par ailleurs, l'opération contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 1,5 milliard d'euros, tenant compte d'un prix de cession net de la trésorerie cédée d'environ un milliard d'euros.

3.2.3 Projet EPR de Flamanville 3

Préambule : Les rappels au titre de 2018 présentés ci-dessous et figurant dans les états financiers au 31 décembre 2018 tels que publiés le 16 février 2019, doivent être lus de façon conjointe avec les développements au titre de 2019 en note 3.1.5.

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- les essais dits « à froid » qui consistent en de nombreuses opérations d'essais, dont le test de l'étanchéité du circuit primaire du réacteur à une pression de plus de 240 bars, supérieure à la pression de ce circuit lorsqu'il sera en exploitation, ont été franchis ;

- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevé début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

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

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

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

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. A défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

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

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

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

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

A partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un évènement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- Pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- L'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- L'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en euros 2015, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2ème quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas, à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

3.2.4 Le premier des deux EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine entre en exploitation commerciale

Le 14 décembre 2018, CGN et EDF ont annoncé que l'unité numéro 1 de la centrale nucléaire de Taishan était devenue le premier EPR au monde à entrer en exploitation commerciale. Ce jalon final a été atteint le 13 décembre 2018 à l'issue de l'ultime test réglementaire de fonctionnement en continu et à pleine puissance durant 168 heures. Le succès de cette étape marque l'atteinte de l'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation du réacteur en toute sûreté.

La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. La centrale de Taishan avec ces deux réacteurs pourra fournir au réseau électrique chinois jusqu'à 24 TWh d'électricité sans CO2 par an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 5 millions de Chinois, tout en évitant l'émission d'environ 21 millions de tonnes de CO2 par an.

Le projet de centrale nucléaire de Taishan est porté par TNPJVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Yuedian (19 %). Le groupe EDF avec sa filiale Framatome est intervenu en tant que fournisseur de la technologie EPR de troisième génération, qui répond aux meilleurs standards de sûreté

internationaux. EDF a également apporté le retour d'expérience de l'EPR de Flamanville 3, dont la prise en compte a été un facteur clé du succès de Taishan 1 dans les premières phases du chantier.

Taishan 1 apporte aux réacteurs EPR dans le monde son retour d'expérience en matière de gestion de projet et de maîtrise technologique. Les premiers à en bénéficier sont les deux réacteurs de Hinkley Point C actuellement en construction au Royaume-Uni. EDF et CGN sont partenaires dans deux autres projets britanniques : le projet de 2 EPR de Sizewell C et celui de Bradwell B, qui repose sur la technologie Hualong.

3.3 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

3.3.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

Le 25 janvier 2019, le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) a publié le projet de PPE, outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015. La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La révision de la PPE en cours couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce projet de PPE fait suite à la publication par le MTES le 27 novembre 2018 d'un dossier de presse détaillant les objectifs du Gouvernement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone.

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'Energie devrait être modifié en parallèle. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ».

Le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de 5ème visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.

La version définitive de la PPE identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Ces fermetures seront systématiquement accompagnées par l'État, notamment via l'établissement d'un contrat de transition écologique, afin de permettre aux territoires de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

Le projet de PPE fait désormais l'objet d'un processus de consultation, avant de pouvoir être adopté.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification à 2027 et 2028 de la date prévisionnelle de fermeture de deux tranches nucléaires en anticipation de leur 5ème visite décennale : effet sur l'évaluation des provisions nucléaires lors du changement d'estimation et modification prospective de la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Par ailleurs, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie indique par ailleurs que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit la fermeture des dernières centrales à charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales électriques utilisant des combustibles fossiles. Le projet de loi relatif à l'énergie et au climat du 30 avril 2019 est venu préciser les dispositions du projet de PPE sur ce thème et entraîne des conséquences sur la durée de fonctionnement des centrales charbon qui sont précisées ci-après.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

Loi PACTE

La loi relative à la croissance et à la transformation des entreprises (« loi PACTE ») a été promulguée le 22 mai 2019 et publiée au Journal Officiel du 23 mai.

L'article 126 de la loi PACTE modifie les règles relatives à l'autoconsommation et élargit la définition d'autoconsommation collective afin d'en favoriser les expérimentations.

L'article 143 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.

L'article 194 vise à faciliter le recours à la facturation électronique pour les clients domestiques tout en l'assortissant de nombreuses obligations pour les fournisseurs afin notamment de veiller à la bonne réception par le client de ses factures sous format électronique.

Enfin, les articles 213, 214 et 215 qui avaient pour objet de mettre fin aux tarifs réglementés de vente d'électricité (pour les professionnels autres que les micro-entreprises) et de gaz ont été jugés contraires à la Constitution au motif que ces dispositions constituaient des cavaliers législatifs.

Loi énergie et climat

Le projet de loi relatif à l'énergie et au climat, enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 30 avril 2019 et modifié par lettre rectificative du 12 juin est en cours de discussion devant le Parlement. Il devrait être adopté à l'automne 2019. Ses principales dispositions ayant un impact sur l'activité du Groupe sont les suivantes :

L'article 1er révise les objectifs de la politique énergétique de la France, en intégrant les résultats des travaux réalisés dans le cadre de la préparation de la Stratégie Nationale Bas-Carbone et de la PPE.

- L'objectif « de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 » est remplacé par l'objectif « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 » ;
- L'objectif de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 » est remplacé par celui de « réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 » ;
- Enfin, l'horizon envisagé pour la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % n'est plus 2025 mais désormais 2035.

L'article 3 du projet de loi Energie – Climat permet de plafonner la durée de fonctionnement des centrales les plus polluantes afin de limiter, dès le 1er janvier 2022, les émissions de gaz à effet de serre du secteur de la production d'électricité. En particulier, il permettra à cette date de conduire la fermeture des centrales au charbon, à laquelle seront associées des mesures d'accompagnement spécifiques pour les salariés de ces installations et leurs sous-traitants.

Dans ce contexte le Groupe a annoncé envisager la fermeture de la centrale du Havre à horizon du printemps 2021, le Groupe continuant d'étudier les possibilités de reconversion de la centrale de Cordemais à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust. Comme l'indique le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2019, ce programme de travail doit permettre de qualifier, d'ici à l'automne 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. A cette échéance, sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'Etat et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Le projet Ecocombust consiste à fabriquer un combustible innovant et écologique permettant le fonctionnement d'installations de chauffage ou de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité du quart Nord-Ouest de la France, en particulier de la Bretagne, et si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, une partie ou la totalité de la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

En conséquence les dates de fin d'amortissement des centrales du Havre et de Cordemais ont été modifiées sur le premier semestre 2019 et établies à 2021 pour le Havre et 2026 pour Cordemais. Ces estimations sont susceptibles d'être modifiées ultérieurement en fonction des décisions définitives.

Cette modification prospective de la durée d'amortissement a comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe au 30 juin 2019 une augmentation de la charge d'amortissement de l'ordre de 19 millions d'euros (environ 130 millions d'euros au 31 décembre 2019, toutes choses égales par ailleurs).

L'article 8 vise à assurer un calcul des compléments de prix du mécanisme de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) tenant compte de l'effet de plafonnement prévu à l'article L. 336-1 du Code de l'énergie afin d'éviter toute distorsion du signal pouvant conduire à des effets d'aubaine défavorables pour la collectivité.

On notera plus largement que, s'agissant de l'ARENH, le projet de loi est l'occasion d'interroger le niveau du plafond et plus particulièrement son relèvement.

Enfin, la lettre rectificative du 12 juin 2019 a ajouté quatre articles relatifs aux tarifs réglementés de vente. Il s'agit, en pratique, des dispositions du projet de loi PACTE censurées par le Conseil constitutionnel, l'option d'habilitation à légiférer par ordonnance retenue par le projet de loi PACTE étant néanmoins abandonnée.

L'article 9 organise la fin des tarifs réglementés de vente de gaz pour l'ensemble des consommateurs afin de mettre le droit français en conformité avec le droit de l'Union européenne. Dès la promulgation de la loi, il sera impossible de souscrire à un nouveau contrat aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel. Les tarifs seront ensuite supprimés pour les petits professionnels un an après la promulgation de la loi et pour l'ensemble des consommateurs au 1er juillet 2023. Des mesures d'accompagnement nécessaires à la suppression de ces tarifs sont prévues.

Les articles 10 et suivants sont relatifs aux tarifs réglementés de vente d'électricité et ont pour objet de tirer directement les conséquences de la décision du Conseil d'Etat du 18 mai 2018 et de transposer la directive relative au marché intérieur de l'électricité publiée au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) du 14 juin 2019 qui impose la fin des tarifs réglementés pour les clients professionnels, à l'exception des micro-entreprises, au 31 décembre 2020.

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

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 et directive européenne

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV électricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE a été publiée au JOUE le 14 juin 2019. Elle prévoit le maintien des TRV pour les clients résidentiels et les micro-entreprises.

La mise en œuvre de la décision du Conseil d'Etat et de la directive appartient désormais au législateur. L'introduction de ces mesures dans la loi Pacte ayant été censurée par le Conseil constitutionnel en mai 2019, elles ont été intégrées dans le projet de loi Energie actuellement en discussion au Parlement.

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 (CRE) 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 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels, soit 5,9 % TTC. Le gouvernement ayant annoncé en fin d'année 2018 que les tarifs de l'électricité n'augmenteraient pas pendant la période hivernale, il n'a approuvé la proposition de la CRE que début mai. Les décisions tarifaires en date du 28 mai 2019 ont été publiées au JO le 30 mai et sont entrées en vigueur le 1er juin 2019.

Ces décisions tarifaires font l'objet d'un recours contentieux introduit devant le Conseil d'Etat par les associations UFC Que Choisir et Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV). Ce recours en excès de pouvoir tendant à l'annulation des décisions contestées était assorti d'un référé suspension afin que l'exécution de ces décisions soit suspendue le temps que la décision au fond intervienne. Le juge des référés a rejeté par ordonnance du 12 juillet la demande de suspension en raison de l'absence d'urgence.

Par ailleurs, dans une délibération datée du 25 juin 2019 et publiée le 2 juillet 2019, la CRE, conformément au code de l'énergie, a proposé une évolution tarifaire au 1er aout 2019 en raison d'une évolution du TURPE à la même date.

Cette proposition d'évolution se traduit par une augmentation moyenne pour l'ensemble du tarif bleu de 1,47 % HT soit 1,23 % TTC. Cela représente une augmentation de 1,49 % HT (soit 1,26 % TTC) pour les tarifs bleus résidentiels et 1,34 % HT (soit 1,10 % TTC) pour les tarifs bleus non résidentiels.

3.3.3 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 1er août 2017.

TURPE 5 Transport

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Transport s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 6,76 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1er août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) (1). Le TURPE 5 Transport fixe un coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE contre 7,25 % pour TURPE 4.

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

TURPE 5 et TURPE 5 bis Distribution

TURPE 5

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Distribution s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 2,71 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1er août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du CRCP. Le TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en fixant la marge sur actifs à 2,6 % et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 %.

Recours contre TURPE 5 HTA/BT

- Par décision du 12 janvier 2017, publiée au Journal Officiel le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé à la CRE une nouvelle délibération, estimant que sa délibération du 17 novembre 2016 ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays. Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au Journal Officiel du 28 janvier 2017.
- Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

- Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.
- Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement les délibérations TURPE 5, dans la mesure où le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la « prime de risque », du « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits « TURPE 2 » pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire (pour cette même fraction) ».

TURPE 5 bis HTA/BT

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1er août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT ». Cette décision inclut une évolution du TURPE de – 0,21 % au 1er août 2018 en moyenne, sous l'effet d'une combinaison de facteurs :

- la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018, et la prise en compte concomitante de la baisse du taux d'imposition sur les sociétés, deux effets, qui se compensent quasi totalement sur la période 2018-2020 (+ 0,06 % ensemble) ;
- l'évolution classique au 1er août basée sur l'inflation (+1 %) et l'apurement du CRCP (-1,27 %) ;
- la diminution de -0,21 % est modulée en fonction de la structure : en moyenne -1,16 % pour les utilisateurs HTA, -0,59 % pour les BT supérieurs à 36 kVA, +0,14 % pour les BT inférieurs à 36 kVA.

Ni la méthodologie d'élaboration, ni la trajectoire de charges d'exploitation, ni les principes de régulation incitative, ni le cadre de régulation applicable à Linky ne sont modifiés par cette délibération. Il est à noter que la mise à jour du taux d'impôts sur les sociétés est équivalente à une révision des taux de rémunération à 4 % pour les capitaux propres régulés et à 2,5 % pour la marge sur actifs (contre 4,1 % et 2,6 % précédemment).

La décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE au sujet des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique (délibération du 26 octobre 2017), via la composante de gestion, et de l'autoconsommation collective (7 juin 2018), via la composante de soutirage. Cette délibération a été publiée au Journal Officiel le 29 juillet 2018.

En particulier, pour la mise en œuvre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018, la CRE réintègre un montant de l'ordre de 1,6 milliard d'euros (dégressif jusqu'en 2073) au périmètre des capitaux propres régulés, dont elle estime que cela conduit à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts, d'environ 750 millions d'euros$_{2018}$. La réintégration opérée par la CRE dans les capitaux propres régulés conduit à une rémunération d'environ 60 millions d'euros par an les premières années, dont l'assiette sera décroissante jusqu'en 2073, et dont le taux (nominal avant impôt) pourra être revu à chaque période tarifaire par la CRE dans la méthodologie actuelle.

Le 25 juin 2019, la CRE a adopté une délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du TURPE HTA-BT au 1er août 2019. L'évolution moyenne des grilles tarifaires sera de +3,04 % au 1er août 2019, dont +1,61 % au titre de l'inflation, +1,45 % au titre de l'apurement du CRCP et -0,02 % au titre de la décision du Conseil d'Etat 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 nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal Officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend 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 la gestion par ces derniers 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 donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

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

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit toutefois 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. La procédure est toujours en cours.

Fonds de Péréquation de l'Électricité

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

Le Conseil du FPE du 29 avril 2019 a entériné un scénario avec une contribution d'Enedis de 160 millions d'euros.

Les projets d'arrêtés rectificatifs pour la période 2012 – 2015 et les projets d'arrêtés pour les années 2016 et 2017 ont été examinés par le Conseil Supérieur de l'énergie (CSE) du 14 mai 2019 et ont été publiés au Journal Officiel le 21 juin 2019.

Un dispositif d'étalement sur 2019 et 2020 du paiement de l'arriéré relatif aux années 2012-2017 serait envisagé. L'arrêté pour l'année 2018 devrait être pris ultérieurement sur les mêmes principes que ceux retenus pour les années 2016 et 2017.

3.3.4 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 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre du premier semestre 2019 s'élève à 3 976 millions d'euros.

Les montants encaissés entre le 1er janvier et le 30 juin 2019 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 3 786 millions d'euros (dont 2 480 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 1 306 millions d'euros au titre du budget général).

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 d'ici 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 1er 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 2019, l'État a versé à EDF 541 millions d'euros au titre du principal de la créance financière. Ce montant représente 40 % du montant de 1 354 millions d'euros dû par l'État en 2019, soit le niveau minimum qu'il doit rembourser au premier semestre conformément aux engagements pris. Au 30 juin 2019, le principal de la créance financière en attente de remboursement s'élève à 1 472 millions d'euros.

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 sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

3.3.5 Mécanisme de capacité

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

S'agissant des enchères relatives à l'année 2018, les Prix de Référence Marché pour 2017 et 2018 se sont respectivement établis à 10,00 €/kW et 9,34 €/kW.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018.

Suite à la session du 13 décembre 2018, la dernière avant l'année de livraison, le Prix de Référence Marché pour 2019 est connu : il est de 17,37 €/kW.

Lors de l'enchère dite de rééquilibrage qui s'est tenue le 16 mai 2019 pour l'année 2019, le prix s'est fixé à 0,00 €/kW.

Les trois premières enchères pour l'année de livraison 2020 se sont tenues au premier semestre 2019. Les sessions de mars et de mai ont révélé un prix de 20,0 €/kW tandis que celle de juin a révélé un prix de 22,4 €/KW.

3.3.6 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 et publié au Journal Officiel le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 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.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le Ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie dont le montant est de 15 € par MWhc manquant.

Le groupe EDF met tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de certificats afin d'atteindre l'objectif fixé par l'État. Celle-ci s'est accrue de 43 % entre 2017 et 2018, et va continuer à progresser significativement en tirant parti des nouvelles actions mises en place au cours des six derniers mois (action « coups de pouce », programmes …). Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose le Groupe à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période (voir note 20.4.1). Un projet de décret actant la prolongation d'un an de la quatrième période à iso obligation annuelle, a été présenté en Conseil Supérieur de l'Energie le 9 juillet dernier.

3.3.7 ARENH

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, et a dépassé ainsi le plafond légal. De ce fait, EDF livrera 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau s'élèvent à 20,4 TWh.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, compte tenu des prix à terme du ruban 2019, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Aucun volume d'ARENH n'a été demandé au guichet de mai 2019. Par conséquent les livraisons pour l'année 2019 n'ont pas été modifiées après ce guichet.

Par ses délibérations n° 2018-222 du 25 octobre 2018, et n° 2019-090, du 9 mai 2019, 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 plafond législatif. Ces décisions disposent notamment que, en cas de dépassement du plafond d'ARENH aux guichets de novembre 2018 ou de mai 2019, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors du guichet auquel le dépassement du plafond est constaté et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Selon la méthode proposée par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération n° 2019-028 sur le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV), ce mécanisme de l'écrêtement, 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) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

NOTE 4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sur le premier semestre 2019, 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.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

5.1 AU 30 JUIN 2019

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	13 725	8 293	854	4 536	4 016	1 285	506	1 818	1 436	-	**36 469**
Chiffre d'affaires inter-secteur	574	14	683	-	13	80	270	334	234	(2 202)	**-**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**14 299**	**8 307**	**1 537**	**4 536**	**4 029**	**1 365**	**776**	**2 152**	**1 670**	**(2 202)**	**36 469**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**3 971**	**2 578**	**203**	**128**	**328**	**166**	**405**	**195**	**501**	**(129)**	**8 346**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**1 907**	**961**	**47**	**(373)**	**134**	**3**	**161**	**59**	**902**	**(129)**	**3 672**

5.2 AU 30 JUIN 2018

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie [(1)]	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	13 068	8 390	862	4 603	3 887	1 058	525	1 705	864	-	**34 962**
Chiffre d'affaires inter-secteur	584	15	638	2	13	89	210	304	420	(2 275)	**-**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**13 652**	**8 405**	**1 500**	**4 605**	**3 900**	**1 147**	**735**	**2 009**	**1 284**	**(2 275)**	**34 962**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**3 578**	**2 663**	**194**	**485**	**238**	**117**	**360**	**159**	**376**	**(108)**	**8 062**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**1 934**	**1 157**	**92**	**(24)**	**59**	**(17)**	**94**	**56**	**352**	**(108)**	**3 595**

(1) Cette information a été retraitée des impacts IFRS 5 liés à l'activité E&P en cours de cession.

NOTE 6 CHIFFRE D'AFFAIRES

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

(en millions d'euros)	S1 2019	S1 2018
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	33 775	32 569
Autres ventes de biens et de services	2 062	1 921
Trading	632	472
CHIFFRE D'AFFAIRES	36 469	34 962

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires observé sur le premier semestre 2019 est en hausse de 3,7 % soit 1,3 milliard d'euros, principalement sur la France – Activités de production et commercialisation (+4,8 % soit +0,6 milliard d'euros) et sur les Autres métiers (+0,6 milliard d'euros, dont activités gazières pour +0,4 milliard d'euros). Ces chiffres sont en données contributives.

La hausse du chiffre d'affaires en France, observée au premier semestre 2019, est principalement liée à un effet prix favorable sur les offres de marché (composante énergie et capacité). S'agissant des ventes au tarif réglementé de vente, l'effet prix sur le semestre est limité du fait de l'indexation des tarifs au 1er juin (+7,7 % des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels).

NOTE 7 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 de 3 976 millions d'euros au premier semestre 2019 (3 611 millions d'euros au premier semestre 2018). Les autres produits et charges opérationnels comprennent également les coûts relatifs aux CEE, ces derniers étant en hausse sur le premier semestre 2019 par rapport au premier semestre 2018, principalement en lien avec un effet prix.

NOTE 8 PERTES DE VALEUR / REPRISES

Des tests de pertes de valeur sont réalisés lors de la clôture semestrielle en cas d'indice de perte de valeur.

Des dépréciations pour un montant de (45) millions d'euros ont été comptabilisées au premier semestre 2019 au titre des risques spécifiques à certains actifs.

Des pertes de valeur relatives à certains actifs spécifiques avaient été comptabilisées au premier semestre 2018 pour un montant de (57) millions d'euros.

NOTE 9 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (149) millions d'euros au premier semestre 2019.

Ils comprennent principalement la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (30) millions d'euros réalisée sur le premier semestre 2019 (voir note 3.1.4), ainsi que des provisions pour restructurations dans

certaines entités du Groupe.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (56) millions d'euros au premier semestre 2018.

NOTE 10 RÉSULTAT FINANCIER

10.1 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 :

(en millions d'euros)	S1 2019	S1 2018
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(463)	(433)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [1]	(1 270)	(1 226)
Autres provisions et avances	(68)	(38)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(1 801)	(1 697)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF au Royaume Uni (voir note 16.3).

10.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

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

(en millions d'euros)	S1 2019	S1 2018
Produits (charges) sur actifs financiers	434	329
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 729	103
Autres	433	429
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 596	861

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 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).

Ils comprennent également 39 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 38 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

La variation des instruments financiers incluait, sur le premier semestre 2018, des variations de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres pour 110 millions d'euros (dont 119 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 20 millions d'euros, dont 4 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

NOTE 11 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 020) millions d'euros au premier semestre 2019 (correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,8 %) contre une charge de (582) millions d'euros au premier semestre 2018 (correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,4 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de (438) millions d'euros en 2019 est essentiellement liée à la hausse du résultat avant impôt de +1 565 millions d'euros, générant une charge d'impôt supplémentaire de (539) millions d'euros en application d'un taux d'impôt sur les bénéfices en France pour 2019 de 34,43 % tel que voté le 11 juillet 2019.

Retraité des éléments non récurrents (principalement cession des titres Alpiq), le taux effectif d'impôt 2019 s'élève à 32,7 %. En 2018, le taux effectif d'impôt retraité des éléments non récurrents s'élevait à 29,1 %.

NOTE 12 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 pour les premiers semestres 2018 et 2019 et d'autre part les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisées pour ces deux périodes. Pour le premier semestre 2019, elle intègre une perte de valeur pour un montant de (425) millions d'euros, déterminée par différence entre la valeur comptable et la juste valeur nette des frais de cession (voir note 2.3.1).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P d'Edison sur ces périodes sont les suivants :

(en millions d'euros)	**S1 2019**	S1 2018
Chiffre d'affaires	209	213
Excédent brut d'exploitation	148	169
Résultat d'exploitation	64	66
Résultat financier	(13)	(19)
Impôt sur les résultats	(36)	(43)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITE	15	4
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	(425)	(11)
RESULTAT NET DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	(410)	(7)

NOTE 13 GOODWILL

Au 30 juin 2019, les goodwill concernent principalement EDF Energy pour 7 561 millions d'euros et Framatome pour 1 325 millions d'euros.

Au premier semestre 2019, aucune variation significative n'est observée.

NOTE 14 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018
Immobilisations	55 354	54 677
Immobilisations en cours	1 930	1 838
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITE EN FRANCE	**57 284**	**56 515**
Immobilisations	5 692	6 026
Immobilisations en cours	1 100	1 313
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**6 792**	**7 339**
Immobilisations	46 940	47 779
Immobilisations en cours	33 029	30 377
Immobilisations financées par location-financement (1)	n.a.	96
Droits d'utilisation relatifs aux contrats de location (1)	4 304	n.a.
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	**84 273**	**78 252**

(1) Au 31 décembre 2018, ces actifs comprennent les seules immobilisations financées par location-financement (96 millions d'euros). Au 30 juin 2019, ils intègrent également les actifs relatifs aux locations preneur de l'ensemble des filiales du Groupe (IFRS 16).

En 2019, la variation observée sur les immobilisations concerne notamment le reclassement des actifs de l'activité E&P d'Edison en actifs détenus en vue de leur vente pour un montant de (1 264) millions d'euros.

Au 30 juin 2019, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 13 016 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 811 millions d'euros (12 479 millions d'euros, dont 2 622 millions d'euros au 31 décembre 2018, soit une augmentation de 348 millions d'euros sur le semestre hors intérêts intercalaires capitalisés). Elles incluent également les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 8 681 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 134 millions d'euros).

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 30 juin 2019 est de 10 416 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 10 224 millions d'euros en immobilisations corporelles et incorporelles en cours et 192 millions d'euros (1) 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 363 millions d'euros,
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 571 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 444 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 30 juin 2019 de 9 482 millions d'euros.

(1) soit 248 millions d'euros en valeur brute diminuée de 56 millions d'euros d'amortissements.

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations matériels outillages et autres immobilisations	Total
VALEURS NETTES AU 30/06/2019	5 701	7	23 862	6 069	11 301	46 940
Valeurs nettes au 31/12/2018	5 777	6	24 166	6 846	10 984	47 779

NOTE 15 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale [1]	30/06/2019 Quote-part d'intérêts dans le capital %	30/06/2019 Quote-part de capitaux propres	30/06/2019 Dont quote-part de résultat net	30/06/2018 Dont quote-part de résultat net	31/12/2018 Quote-part de capitaux propres	31/12/2018 Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées							
CTE	A	50,10	1 259	128	153	1 406	283
CENG	P	49,99	1 740	68	54	1 667	102
Taishan (TNPJVC) [2]	P	30,00	n.c.	n.c.	4	984	(2)
Alpiq [3]	P, D, A, T	n/a	n/a	11	(5)	622	(41)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			n.c.	n.c.	159	3 608	227
TOTAL			7 609	352	365	8 287	569

n/a = non applicable
n.c. = non communiqué
(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres
(2) 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 2019.
(3) La cession d'Alpiq a été réalisée le 28 mai 2019 (voir note 3.1.1). La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur contribution à la date de cession (intégrant les résultats définitifs 2018 publiés par le groupe Alpiq en mars 2019).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent Nam Theun Power Company (NTPC), Compagnie Énergétique de Sinop (CES), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables et EDF SA.

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.

Sur le premier semestre 2018, aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au titre des entreprises associées.

15.1 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.

15.2 CENG

15.2.1 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 30 juin 2019, les principales opérations entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats prévoient la livraison à EDF Trading North America de 49,99 % de la production des trois centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 8,1 TWh sur le premier semestre 2019.

15.2.2 Perte de valeur

Au 31 décembre 2018, la mise à jour du test de dépréciation pour les actifs de CENG avait mis en évidence un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, notamment en lien avec les nouvelles courbes de prix long terme publiées par les organismes externes sur le deuxième semestre et avec les effets de la réforme fiscale aux Etats-Unis. Toutefois, étant considéré le contexte spécifique de l'actif, il n'avait pas été effectué de reprise partielle des dépréciations précédemment enregistrées.

Au 30 juin 2019, le test de dépréciation réalisé confirme les conclusions du 31 décembre 2018 dans un contexte similaire.

Pour rappel, le calcul de la valeur d'utilité est sensible à plusieurs hypothèses notamment la pérennité 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 et pourrait donc être remis en cause.

Par ailleurs, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation restent sujettes à incertitudes (environnement de marché, cadre législatif, évolution des politiques énergétiques, absence de contrôle exercé par le Groupe pour définir la stratégie…). Le calcul de la valeur recouvrable intègre en conséquence une prime de risque spécifique.

Pour rappel, aux termes de l'accord avec Exelon, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

15.3 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 (voir note 3.2.4), celle du deuxième réacteur est prévue d'ici la fin d'année 2019 (voir note 3.1.6).

Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) a attribué des tarifs régulés aux 3 premiers projets nucléaires de 3ème génération en Chine, dont Taishan.

Le tarif attribué à Taïshan 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.

Les travaux de mise à jour du business plan ont été conduits en intégrant cette décision tarifaire temporaire. Ils n'entrainent pas de dépréciation de l'actif dans les comptes au 30 juin 2019.

NOTE 16 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

16.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	30/06/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 828	5 669	23 497	17 659	5 279	**22 938**
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	30	437	467	6	407	**413**
Titres en juste valeur en résultat	1 885	18 646	20 531	3 175	16 985	**20 160**
Titres de dettes ou de capitaux propres	***19 743***	***24 752***	***44 495***	***20 840***	***22 671***	***43 511***
Juste valeur positive des dérivés de transaction	5 810	-	5 810	6 404	-	**6 404**
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 505	3 355	4 860	1 646	2 737	**4 383**
Prêts et créances financières [1]	1 855	12 145	14 000	2 253	11 696	**13 949**
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	28 913	40 252	69 165	31 143	37 104	68 247

(1) Dont dépréciation pour (309) millions d'euros au 30 juin 2019 ((281) millions d'euros au 31 décembre 2018).

16.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	30/06/2019				31/12/2018
(en millions d'euros)	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	5 828	-	18 170	**23 998**	21 820
Actifs liquides	17 579	-	1 641	**19 220**	20 538
Autres actifs [1]	90	467	720	**1 277**	1 153
TOTAL	23 497	467	20 531	44 495	43 511

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées, principalement d'EDF Invest.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 24. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 45 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

16.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 779	9 220
Prêts et créances financières – CSPE [1]	1 512	2 060
Autres prêts et créances financières	2 709	2 669
PRÊTS ET CREANCES FINANCIÈRES	14 000	13 949

(1) Dont 1 512 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 30 juin 2019 (2 060 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Au 30 juin 2019, 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 9 779 millions d'euros au 30 juin 2019 (9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du solde du déficit de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) au 31 décembre 2018 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours du premier semestre 2019 s'élèvent à 562 millions d'euros (529 millions d'euros au cours du premier semestre 2018) 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.

NOTE 17 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	13 492	14 468
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	1 676	2 446
Dépréciations	(1 003)	(1 004)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	14 165	15 910

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 7 029 millions d'euros au 30 juin 2019 (6 827 millions au 31 décembre 2018).

Information sur les actifs sur contrats

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 439 millions d'euros au 31 décembre 2018 et de 353 millions d'euros au 30 juin 2019 principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

NOTE 18 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2019, les autres débiteurs intègrent principalement des créances fiscales à hauteur de 1 970 millions d'euros (2 475 millions au 31 décembre 2018) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 532 millions d'euros (1 719 millions au 31 décembre 2018). Ils intègrent également un produit à recevoir au titre de la CSPE à hauteur de 1 023 millions (799 millions d'euros au 31 décembre 2018). L'autre partie de la créance CSPE figure en prêts et créances financières (voir note 16.3).

NOTE 19 CAPITAUX PROPRES

19.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2019, le capital social s'élève à 1 525 484 813 euros, composé de 3 050 969 626 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,74 % par l'État, 14,97 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,13 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,16 % d'actions auto détenues.

En juin 2019, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2018 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 431 millions d'euros, suite à l'émission de 40 701 950 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2019.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

19.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'assemblée générale des actionnaires du 16 mai 2019 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2018 à 0,31 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,341 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 10 décembre 2018, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,16 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,191 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 18 juin 2019.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2018 en actions.

Le montant du solde du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2018 s'élève à 31 millions d'euros.

19.3 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 30 juin 2019, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 101 millions d'euros (net des coûts de transaction).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 334 millions d'euros au premier semestre 2019 et de 584 millions d'euros sur l'exercice 2018. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Sur le deuxième semestre 2019, une rémunération d'environ 173 millions d'euros a été versée en juillet 2019 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

19.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

19.4.1 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 :

(en millions d'euros)	S1 2019			S1 2018		
	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]
Actifs dédiés d'EDF	-	303	38	-	(31)	4
Actifs liquides	-	112	1	-	(64)	16
Autres titres	3	-	-	(2)	-	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES [3]	**3**	**415**	**39**	**(2)**	**(95)**	**20**

(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 2019 concernent principalement EDF pour 376 millions d'euros dont 265 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2018 concernent principalement EDF pour (115) millions d'euros dont (35) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

19.4.2 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 :

(en millions d'euros)	S1 2019			S1 2018		
	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
Couverture de taux	(62)	-	1	(29)	-	-
Couverture de change	(689)	(465)	15	420	274	(10)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(3)	(407)	-	(73)	-	-
Couverture de matières premières	1 116	482	6	(511)	(495)	-
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**362**	**(390)**	**22**	**(193)**	**(221)**	**(10)**

(1) +/( ) : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.
(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

NOTE 20 PROVISIONS

20.1 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 :

		30/06/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 512	22 747	24 259	1 515	22 362	23 877
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		341	27 869	28 210	302	26 842	27 144
Provisions liées à la production nucléaire	20.2	**1 853**	**50 616**	**52 469**	**1 817**	**49 204**	**51 021**
Autres provisions pour déconstruction		**101**	**1 494**	**1 595**	**91**	**2 033**	**2 124**
Provisions pour avantages du personnel	20.3	**952**	**19 623**	**20 575**	**998**	**17 627**	**18 625**
Autres provisions	20.4	**3 374**	**2 986**	**6 360**	**3 104**	**2 908**	**6 012**
TOTAL PROVISIONS		6 280	74 719	80 999	6 010	71 772	77 782

20.2 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Sur le premier semestre 2019 les variations des provisions pour aval du cycle, déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2019
Provisions pour gestion du combustible usé	12 162	269	(656)	345	(3)	(32)	12 085
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 120	1	(10)	29	(2)	48	1 186
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 595	23	(224)	478	(4)	120	10 988
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**23 877**	**293**	**(890)**	**852**	**(9)**	**136**	**24 259**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	23 040	1	(82)	512	(26)	553	23 998
Provisions pour derniers cœurs	4 104	-	-	83	(5)	30	4 212
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**27 144**	**1**	**(82)**	**595**	**(31)**	**583**	**28 210**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	51 021	294	(972)	1 447	(40)	719	52 469

La répartition par société des provisions liées à la production nucléaire n'a pas évolué de manière significative au premier semestre 2019 (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2018).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur le premier semestre 2019 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation en France et au Royaume Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 460 millions d'euros, et en « Autres mouvements » pour un montant de 871 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ; créance NLF au Royaume-Uni).

20.2.1 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, durée 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 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2018.

Taux d'actualisation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont identiques à celles utilisées au 31 décembre 2018 et également décrites en note 29.1.5 de l'annexe aux comptes précitée.

Le taux d'actualisation s'établit à 3,8 % au 30 juin 2019 (3,9 % au 31 décembre 2018) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % inchangée par rapport à 2018.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 % et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroit linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 3,9 % au 30 juin 2019 (4,0 % au 31 décembre 2018).

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.

	30/06/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	18 843	10 639	18 737	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 193	768	1 194	751
Gestion à long terme des déchets radioactifs	31 074	10 146	30 970	9 846
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**51 110**	**21 553**	**50 901**	**21 295**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 901	12 968	20 755	12 480
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 568	3 589	6 576	3 505
Derniers cœurs	4 342	2 598	4 346	2 526
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 811**	**19 155**	**31 677**	**18 511**

S'agissant des centrales arrêtées UNGG (voir note 29.1.3 aux états financiers au 31 décembre 2018), l'ASN a émis le 11 juillet deux projets de décision actuellement soumis à consultation du public.

Ces projets de décision confirment le scénario industriel de démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs retenu par EDF SA, la pertinence de mettre en place un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série ». L'ASN considère toutefois qu'il n'est pas nécessaire d'attendre le retour d'expérience complet du premier réacteur démantelé tête de série avant de commencer le démantèlement des caissons des cinq autres réacteurs mais juge pertinent d'en avoir un retour d'expérience significatif, compte tenu de la complexité de ces opérations encore jamais réalisées, ce qui conduirait à un planning global un peu plus court (d'une dizaine d'années) que le scénario actuellement retenu par EDF SA. EDF SA fera, comme l'ASN l'y invite, ses remarques et

ses propositions sur ces projets de décisions. Si les décisions définitives étaient toutefois conformes à ces projets, cet ajustement dans le planning global de démantèlement et le séquencement des opérations se traduirait, toutes choses égales par ailleurs, par une augmentation des provisions de l'ordre d'une centaine de millions d'euros, montant qui pourrait être compensé au moins en partie par les résultats des études en cours sur l'optimisation du planning et des coûts du démantèlement des cinq caissons intervenant après la tête de série.

20.2.2 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 29.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2018.

Le taux d'actualisation réel retenu pour les provisions nucléaires d'EDF Energy au 30 juin 2019 est de 2,3 % (2,5 % au 31 décembre 2018). Il en résulte une augmentation des provisions et corrélativement de la créance NLF.

20.3 AVANTAGES DU PERSONNEL

20.3.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018
Provisions pour avantages du personnel - part courante	952	998
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	19 623	17 627
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	20 575	18 625

20.3.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2018 (1)	38 479	(20 791)	17 688
Charge nette du premier semestre 2019	1 022	(260)	762
Écarts actuariels	4 419	(2 475)	1 944
Cotisations versées aux fonds	-	(139)	(139)
Cotisations salariales	8	(8)	-
Prestations versées	(927)	187	(740)
Écarts de conversion	(40)	44	4
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	(3)	(2)	(5)
SOLDES AU 30/06/2019	42 958	(23 444)	19 514
Dont			
Provisions pour avantages du personnel	-	-	20 575
Actifs financiers non courants	-	-	(1 061)

(1) Le passif net au 31 décembre 2018 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 18 625 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (937) millions d'euros soit un passif net de 17 688 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2019 s'élèvent à +4 419 millions d'euros soit +998 millions d'euros au Royaume-Uni et +3 323 millions d'euros en France, liés aux variations de taux d'actualisation (voir note 20.3.2).

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2019 s'élèvent à (2 475) millions d'euros. Ils résultent d'une évolution au périmètre France de (1 407) millions d'euros, liée à un rendement favorable des obligations et du marché action au-delà du taux d'actualisation, et d'une évolution au Royaume Uni de (1 053) millions d'euros, liée à la performance des actifs de rendement et de taux.

20.3.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	S1 2019	S1 2018
Coût des services rendus	(410)	(514)
Coût des services passés	-	(1)
Écarts actuariels - avantages à long terme	(149)	(28)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(559)**	**(543)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(463)	(433)
Produit sur les actifs de couverture	260	236
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(203)**	**(197)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(762)	(740)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(4 419)	1 198
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 475	85
Écarts actuariels	**(1 944)**	**1 283**
Écarts de conversion	(4)	(2)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS EN CAPITAUX PROPRES	(1 948)	1 281

La répartition géographique du passif net n'a pas évolué de manière significative au premier semestre 2019 (voir note 31.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2018).

20.3.2 Hypothèses actuarielles

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2018.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel en France sont les suivantes :

(en %)	30/06/2019	31/12/2018
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs (1)	1,60 %	2,30 %
Taux d'inflation	1,40 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires (2)	2,60 %	2,60 %

(1) Conformément aux dispositions de la norme IAS 19, le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisée en capitaux propres.
(2) Taux moyen inflation incluse et pour une projection de carrière complète.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel au Royaume-Uni sont les suivantes :

(en %)	30/06/2019	31/12/2018
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs (1)	2,36 %	2,86 %
Taux d'inflation	3,09 %	2,99 %
Taux d'augmentation des salaires	2,47 %	2,39 %

(1) Conformément aux dispositions de la norme IAS 19, le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêt et le rendement des actifs est comptabilisée en capitaux propres.

20.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS

20.4.1 Autres provisions

(en millions d'euros)	31/12/2018	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2019
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations [1]	934	-	(182)	-	-	8	760
Provisions pour contentieux fiscaux	448	111	(40)	(2)	(1)	(15)	501
Provisions pour litiges	562	11	(52)	(11)	-	8	518
Provisions pour contrats onéreux [2]	1 208	83	(133)	(7)	-	18	1 169
Provisions liées aux dispositifs environnementaux [3]	1 137	1 171	(360)	(1)	-	11	1 958
Autres provisions pour risques et charges [4]	1 723	229	(387)	(61)	(22)	(28)	1 454
TOTAL	**6 012**	**1 605**	**(1 154)**	**(82)**	**(23)**	**2**	**6 360**

(1) Inclut la reprise sur provision relative à Alpiq.
(2) Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement le contrat long-terme conclu avec Dunkerque LNG.
(3) 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). La hausse des provisions sur l'exercice correspond principalement à des dotations au titre des certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni et à des dotations au titre des certificats d'économie d'énergie (voir note 3.3.6) du fait de la saisonnalité des ventes générant l'obligation d'une part, des acquisitions et productions de CEE d'autre part. Pour rappel, une grande partie des obligations au titre des certificats d'énergie renouvelable est couverte par ceux acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.
(4) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien…). Aucune provision n'est individuellement significative.

20.4.2 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 2019 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2018 en note 47 et dans le document de référence au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et déposé le 15 mars 2019 (en section 2.4).

A la suite de la cession en 2002 du complexe industriel Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures ont été engagées. Après la fin du volet pénal, plusieurs procédures sont toujours en cours :

- Une procédure administrative : la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. La Province a également ordonné à Edison SpA le retrait des déchets présents sur ces terrains. Après le rejet du recours formé par Edison devant le tribunal administratif régional de Pescara, Edison a fait appel de la décision devant le Conseil d'Etat.
- Un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA pour violation des représentations et garanties en matière environnementale, pour les sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession de la société Agora SpA (société contrôlant Ausimont SpA), souscrit en décembre 2001 entre les sociétés Montedison SpA et Longside International SA d'un côté et la société Solvay Solexis SpA (Solvay Specialty Polymers Italy SpA) de l'autre côté. Après une phase de questions préliminaires et préjudicielles, la procédure se poursuit avec l'examen au fond des demandes formulées par les parties.
- Une procédure civile : le 8 avril 2019, le Ministère de l'environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. Une première audience est prévue en septembre 2019.

S'agissant des litiges fiscaux, les principales évolutions observées sur le premier semestre sont décrites ci-dessous :

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 s'étaient traduits par la remise en cause de la valorisation par les vérificateurs des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. Par un jugement du 2 juillet 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a confirmé ces redressements pour la période 2009-2013. La société va faire appel de cette décision.

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectification relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement, réitéré chaque année, représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 563 millions d'euros à fin 2018. Par deux jugements intervenus en septembre 2017 et un jugement en février 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le Ministre ayant fait appel de l'un de ces jugements, le sujet est à présent devant la Cour Administrative de Versailles.

NOTE 21 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

21.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	30/06/2019			31/12/2018		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	**Total**	Courant	Non courant	**Total**
Emprunts et dettes financières	9 966	53 509	**63 475**	8 287	50 901	**59 188**
Juste valeur négative des dérivés de transaction	5 579	-	**5 579**	7 160	-	**7 160**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	885	1 111	**1 996**	1 720	1 228	**2 948**
PASSIFS FINANCIERS	16 430	54 620	71 050	17 167	52 129	69 296

21.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

21.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	**Total**
Soldes publiés au 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**
Retraitements IFRS 16 (voir note 2.1)	-	-	-	4 492	-	4 492
Soldes retraités au 01/01/2019	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**4 816**	**1 339**	**63 680**
Augmentations	-	357	2 164	-	91	2 612
Diminutions	(3 013)	(103)	(772)	(324)	(219)	(4 431)
Écarts de conversion	(6)	20	45	5	1	65
Mouvements de périmètre	-	41	(17)	24	-	48
Variations de juste valeur	1 506	-	(19)	-	-	1 487
Autres mouvements	1	(9)	(8)	32	(2)	14
SOLDES AU 30/06/2019	48 889	3 404	5 419	4 553	1 210	63 475

Les augmentations / diminutions des emprunts et autres dettes financières (hors intérêts courus) du tableau ci-dessus ne comprennent pas les variations monétaires liées aux dénouements d'instruments de couverture (incluses dans le Tableau de flux de trésorerie) pour un montant de 434 millions d'euros.

Les autres mouvements des emprunts et autres dettes financières du tableau ci-dessus intègrent les variations non monétaires liées à la conclusion de nouveaux contrats de location (IFRS 16).

21.2.2 Echéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	**Total**
À moins d'un an	2 737	610	4 989	711	919	**9 966**
Entre un et cinq ans	9 535	640	-	2 216	58	**12 449**
À plus de cinq ans	36 617	2 154	430	1 626	233	**41 060**
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2019	**48 889**	**3 404**	**5 419**	**4 553**	**1 210**	**63 475**

21.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 984 millions d'euros au 30 juin 2019 (11 393 millions d'euros au 31 décembre 2018).

	30/06/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**10 984**	**1 144**	**9 755**	**85**	**11 393**

21.2.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

	30/06/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**70 479**	**63 475**	**63 772**	**59 188**

21.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	Notes	**30/06/2019**	31/12/2018
Emprunts et dettes financières [(1)]	21.2.1	63 475	59 188
Dérivés de couvertures des dettes		(2 550)	(1 972)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(4 345)	(3 290)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	16.2	(19 220)	(20 538)
Endettement financier net des activités en cours de cession		14	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET [(1)]		**37 374**	**33 388**

(1) Au 1er janvier 2019, compte tenu de l'application de la norme IFRS 16, l'endettement financier net inclut désormais la dette liée à l'obligation locative, soit 4 492 millions d'euros (voir note 21.2), et s'élève à 37 880 millions d'euros.

NOTE 22 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018
Avances et acomptes reçus	1 825	1 920
Fournisseurs d'immobilisations	3 244	3 757
Dettes fiscales	5 074	4 624
Dettes sociales	4 403	4 388
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 543	3 413
Autres produits constatés d'avance	675	609
Autres dettes	2 585	2 198
AUTRES CRÉDITEURS	21 349	20 908
dont part non courante	4 955	4 896
dont part courante	16 394	16 012

22.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 30 juin 2019, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients de Framatome pour 682 millions d'euros (679 millions d'euros au 31 décembre 2018).

22.2 DETTES FISCALES

Au 30 juin 2019, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 686 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (659 millions d'euros au 31 décembre 2018).

22.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 30 juin 2019, 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 1 765 millions d'euros (1 663 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au Groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

22.4 AUTRES DETTES

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur le premier semestre 2019 pour 141 millions d'euros (351 millions d'euros sur l'année 2018).

22.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRATS

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.

Ils sont constitués de la quasi-totalité des avances et acomptes reçus pour 1 779 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

3 891 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 670 millions d'euros au 30 juin 2019 (5 848 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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 12 164 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 366 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

NOTE 23 ACTIFS ET PASSIFS EN VUE DE LEUR VENTE

Au 30 juin 2019, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont liés à la cession en cours de l'activité E&P d'Edison (1 555 millions d'euros d'actifs et 829 millions d'euros de passifs) :

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	1 555	-
PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	829	-

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs de l'activité E&P d'Edison présentés au 30 juin 2019 en actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	30/06/2019
Actifs non financiers non courants	857
Actifs financiers non courants	-
Actifs non financiers courants	675
Actifs financiers courants	23
TOTAL DES ACTIFS DETENUES EN VUE LEUR VENTE	1 555

(en millions d'euros)	30/06/2019
Passifs non financiers non courants	611
Passifs financiers non courants	37
Passifs non financiers courants	181
Passifs financiers courants	-
TOTAL DES PASSIFS DETENUES EN VUE LEUR VENTE	829

Par ailleurs, l'activité E&P d'Edison contribue à l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 14 millions d'euros au 30 juin 2019 (voir note 21.3).

AUTRES INFORMATIONS

NOTE 24 ACTIFS DEDIÉS 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 règlementation applicable sont exposés en note 45 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2018.

24.1 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

		30/06/2019		31/12/2018	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		**4 157**	**6 037**	**3 919**	**5 356**
CTE	Participations dans les entreprises associées (1)	1 259	2 903	1 406	2 738
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées (2)	1 447	1 641	1 167	1 234
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets (3)	1 451	1 493	1 346	1 384
Actifs de croissance		**11 723**	**11 723**	**10 108**	**10 108**
Actions (4)	Titres de dettes	11 454	11 454	9 844	9 844
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	244	244	219	219
Dérivés	Juste valeur des dérivés	25	25	45	45
Actifs de taux		**12 488**	**12 498**	**12 205**	**12 225**
Obligations	Titres de dettes	10 662	10 662	10 010	10 010
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	119	119	105	105
Portefeuille de trésorerie (5)	Titres de dettes	191	191	30	30
Créance de CSPE (6)	Prêts et créances financières	1 512	1 522	2 060	2 080
Dérivés	Juste valeur des dérivés	4	4	-	-
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**28 368**	**30 258**	**26 232**	**27 689**

(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 1 328 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.

(5) Après déduction des 391 millions d'euros de dettes sur titres acquis fin décembre 2018 dont le paiement est intervenu début janvier 2019.

(6) 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.

24.2 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 30 juin 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 103,9 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (article 5 du décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 30 juin 2019.

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 98,3 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'avait pas d'effet au 31 décembre 2018.

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'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative a 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.

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 :

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 109	1 067
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 146	9 846
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	768	751
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 557	15 985
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	542	518
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	29 122	28 167

24.3 ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIÉS SUR 2019

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçue par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés. Celle-ci est composée d'environ un tiers d'actifs non cotés (infrastructures dont CTE, immobilier, fonds d'investissement), au lieu d'un quart dans l'allocation stratégique antérieure depuis février 2013.

Le benchmark stratégique du portefeuille financier (actions et obligations cotées) est modifié progressivement à partir du 1er janvier 2019 et jusqu'au 1er janvier 2022 au plus tard, pour passer de 49 % actions / 51 % obligations en 2018 à 57 % / 43 %.

En décembre 2018, EDF SA avait acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie avait été dotée par EDF Invest aux actifs dédiés à cette date. Le reste a été dotée sur le premier semestre 2019 (387 millions d'euros).

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur le premier semestre 2019 dans le résultat financier à hauteur de 1 801 millions d'euros (voir note 10.2) en application d'IFRS 9.

Des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur le premier semestre 2019 en OCI à hauteur de 265 millions d'euros en application d'IFRS 9 (voir note 19.4.1).

Au premier semestre 2019, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de +1 749 millions d'euros, dont +10 millions d'euros pour la CSPE (+15 millions d'euros avant impôt), +128 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et +1 611 millions d'euros d'autres titres (+2 301 millions d'euros avant impôts).
La performance avant impôt du portefeuille des actifs dédiés est de +8,9% sur le premier semestre 2019 (et de - 1,6% sur l'année 2018).

NOTE 25 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2019. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

25.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2019	31/12/2018
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation (1)	25.1.1	15 828	14 117
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	25.1.2	18 154	17 572
Engagements donnés liés aux opérations de financement	25.1.3	5 592	5 494
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		39 574	37 183

(1) Hors achats d'énergie et de combustibles et hors location simple 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.

25.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

25.1.1.1 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 26 878 millions d'euros au 31 décembre 2018. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2019.

25.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2019, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	30/06/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 424	2 311	2 675	2 438	7 047
Engagements sur achats d'exploitation (1)	8 163	4 666	2 808	689	6 898
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	241	83	147	11	172
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXECUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION (2)	15 828	7 060	5 630	3 138	14 117

(1) Hors énergies et combustibles.
(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 143 millions d'euros au 30 juin 2019 (982 millions d'euros au 31 décembre 2018).

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 2019, 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.

25.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Les engagements de location simple en tant que preneur s'élevaient à 4 375 millions d'euros au 31 décembre 2018.

A compter du 1er janvier 2019, en application d'IFRS 16 seuls subsistent dans les engagements hors bilan de location :

- Les contrats portant sur des locations de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- Les contrats portant sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf < 5 000 dollars) ;
- Les contrats signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (ex. biens en cours de construction).

En conséquence, les engagements de location s'élèvent à 434 millions d'euros au 1er janvier 2019 (voir note 2.1.1). Ces engagements s'élèvent à 612 millions d'euros au 30 juin 2019.

25.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2019, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	30/06/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	**17 171**	8 705	7 702	764	16 545
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	**737**	296	343	98	746
Autres engagements donnés liés aux investissements	**246**	203	43	-	281
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	**18 154**	**9 204**	**8 088**	**862**	**17 572**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 517 millions d'euros au 30 juin 2019 (399 millions d'euros au 31 décembre 2018).

L'augmentation des engagements donnés sur acquisition d'actifs corporels et incorporels sur le premier semestre 2019 concerne principalement EDF Renouvelables en lien avec des développements de projets, principalement localisés aux Etats-Unis.

25.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2019 sont les suivants :

	30/06/2019				31/12/2018
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	**4 315**	217	1 793	2 305	4 226
Garanties financières données	**865**	149	285	431	974
Autres engagements donnés liés au financement	**412**	397	15	-	294
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT (1)	**5 592**	**763**	**2 093**	**2 736**	**5 494**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 997 millions d'euros au 30 juin 2019 (917 millions d'euros au 31 décembre 2018). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

25.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 30 juin 2019.

(en millions d'euros)	30/06/2019	31/12/2018
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation (1)	8 305	8 861
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	131	183
Engagements reçus liés aux opérations de financement (2)	79	31
TOTAL DES ENGAGEMENTS RECUS	8 515	9 075

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés. Hors engagements de location simple en tant que bailleur (678 millions d'euros au 31 décembre 2018).
(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 21.2.3.

Au 30 juin 2019, les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation comprennent des engagements sur ventes d'exploitation pour un montant de 6 494 millions d'euros (7 004 millions d'euros au 31 décembre 2018). 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 26 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2018. 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 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLÔTURE

Les développements postérieurs à la clôture sont mentionnés en note 3.1.2 et 3.1.5.

KPMG 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 2019

Période du 1er janvier au 30 juin 2019
Electricité de France S.A.
22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

KPMG S.A.
Tour Eqho
2, avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense
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 2019

Période du 1er janvier au 30 juin 2019

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre 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 1er janvier au 30 juin 2019, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés résumés ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration. 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.

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 du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.2.1, 1.6.1 et 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés qui exposent les effets de la première application de la norme IFRS 16 "Contrats de location", norme adoptée par l'Union Européenne et applicable pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019.

II – Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés 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 25 juillet 2019

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

III. TABLE DE CORRESPONDANCE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2018

La table de correspondance ci-après permet d'indentifier les informations requises par les annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) no 2019/980 du 14 mars 2019 conformément au schéma de l'URD et de croiser celles-ci avec les sections du Document de Référence 2018 incorporées dans le présent document :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) no 2019/980 du 14 mars 2019		*Sections du document de référence 2018*	*Sections du présent document URD 2018*
1.	**Personnes responsables, information provenant de tiers, rapport d'experts et approbation de l'autorité compétente**		**Section 1 – Page 3**
1.1.	Identité des personnes responsables	-	Section I
1.2.	Déclaration des personnes responsables	-	Section I
1.3.	Nom, adresse, qualifications et intérêts potentiels des personnes intervenant en qualité d'experts	n/a	n/a
1.4.	Attestation relative aux informations provenant d'un tiers	n/a	n/a
1.5	Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente		Section I
2.	**Contrôleurs légaux des comptes**		**-**
2.1.	Identité des contrôleurs légaux	Section 8.2	
2.2.	Changement éventuel	n/a	n/a
3.	**Facteurs de risque**	**Section 2.1**	**Section II.2.6 et II.2.8 Note 3 Annexe des comptes consolidés résumés**
4.	**Information concernant l'émetteur**		
4.1.	Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 7.1.1	-
4.2.	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	Sections 7.1.2 et 8.3	-
4.3.	Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 7.1.3	-
4.4.	Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	Section 7.1.4	-
5.	**Aperçu des activités**		
5.1.	Principales activités		
5.1.1.	Nature des opérations	Section 1.4	Sections II.2.3 et II.2.4
5.1.2.	Nouveaux produits et services importants	n/a	n/a
5.2.	Principaux marchés	Section 1.4	-
5.3.	Evénements importants	Section 5.1.2 et 5.1.3	Section II.2.3.1
5.4.	Stratégie et objectifs	Sections 1.3 et 5.4	Section II.2.11
5.5.	Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	Section 2.3	-
5.6.	Déclaration sur la position concurrentielle	Sections 1.4.2.1.2 & 1.4.5.1.2.3	Section II.2 et II.3
5.7.	Investissements		
5.7.1.	Investissements importants réalisés	Section 1.3.3.1	Section II.2.5
5.7.2.	Principaux investissements en cours ou que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes et méthodes de financement	Sections 1.3.3.2 et 5.1.3.5	Notes 23 annexe des comptes consolidés résumés

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) no 2019/980 du 14 mars 2019		*Sections du document de référence 2018*	*Sections du présent document URD 2018*
5.7.3.	Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	Section 4.5.1 et Section 6.1 - Annexe aux comptes consolidés - Note 23	-
5.7.4.	Questions environnementales	Sections 1.7, 3.2 et 3.4.2	-
6.	**Structure organisationnelle**		
6.1.	Description sommaire du Groupe	Section 1.2.1	-
6.2.	Liste des filiales importantes	Section 1.2.1	-
7.	**Examen de la situation financière et du résultat**		
7.1.	Situation financière		
7.1.1.	Evolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	sections 5,6 sections 3 & 8.5.4	Section II.2.
7.1.2.	Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	Section 1.6	-
7.2.	Résultats d'exploitation	section 6.1	Section II.2.4.3
7.2.1.	Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	Section 5.1.2 & 5.1.3	Note 3.1 - Annexe des comptes consolidés résumés
7.2.2.	Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	Section 6.7	Section II.2.4.1
8.	**Trésorerie et capitaux**		
8.1.	Information sur les capitaux	Sections 7.2 / 7.3	Section II.2.2 et II.2.4
8.2.	Flux de trésorerie	Section 6.1 - Annexe aux comptes consolidés - Note 43	Section II.2.5
8.3.	Besoins de financement et structure de financement	Section 6.1 - Annexe aux comptes consolidés - Note 38	Section II.2.5 Note 21 - Annexe aux comptes consolidés résumés
8.4.	Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a	n/a
8.5.	Sources de financement attendues	n/a	n/a
9.	**Environnement réglementaire**		
9.1.	Description de l'environnement réglementaire et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique	Sections 1.5, 1.3.1 et 1.3.2	Section II.3.4
10.	**Informations sur les tendances**		
10.1.	Description des principales tendances et de tout changement significatif de performance financière du groupe depuis la fin du dernier exercice	Sections 5.2 et 6.7	Sections II.2.2 et II.2.11
10.2.	Evénement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	Section 5.4	Section II.2.11
11.	**Prévisions ou estimations du bénéfice**		
11.1.	Prévisions ou estimations de bénéfice publiées	Section 5.4	Section II.2.11
11.2.	Déclaration énonçant les principales hypothèses de prévisions	Section 5.1.2 et 5.1.3	Section II.2.11
11.3.	Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	Section 5.4	Note 1.1 Annexe aux comptes consolidés résumé
12.	**Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale**		

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) no 2019/980 du 14 mars 2019		*Sections du document de référence 2018*	*Sections du présent document URD 2018*
12.1.	Informations concernant les membres		Section II.2.3.5
	Nom, adresse professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 et 4.3.1	-
	Nature de tout lien familial existant	Section 4.4	-
	Expertise et expérience	Sections 4.2.1 et 4.3.1	-
	Déclaration de non condamnation	Section 4.4.2	-
12.2.	Conflits d'intérêts	Section 4.4.3	-
13.	**Rémunération et avantages**		
13.1.	Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 et 4.6.2	-
13.2.	Provisions pour pensions et retraites	Section 4.6.1.1.3	-
14.	**Fonctionnement des organes d'administration et de direction**		
14.1.	Date d'expiration des mandats	Section 4.2.2.1	-
14.2.	Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	Section 4.4.3	-
14.3.	Informations sur les comités d'audit et le comité de rémunération	Section 4.2.3	-
14.4.	Déclaration de conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 4.1	-
14.5.	Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	Section 4.2.2	-
15.	**Salariés**		
15.1.	Nombre de salariés	Section 3.4.4.1	-
15.2.	Participations et stock-options	n/a	n/a
15.3.	Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a	n/a
16.	**Principaux actionnaires**		
16.1.	Actionnaires détenant plus de 5 % du capital à la date du document d'enregistrement	Section 7.3.8	Note 19 Annexe aux comptes consolidés résumés
16.2.	Existence de droits de vote différents	Section 7.2.4	-
16.3.	Contrôle direct ou indirect	Section 7.3	-
16.4.	Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	Section 7.3.9	-
17.	**Transactions avec des parties liées**	**Section 7.5**	**Section II.2.7**
18.	**Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur**		**-**
18.1.	Informations financières historiques		
18.1.1.	Informations financières historiques auditées pour les trois derniers exercices et le rapport d'audit	Section 6.1	-
18.1.2.	Changement de date de référence comptable	n/a	n/a
18.1.3.	Normes comptables	Section 6.1	Note 1 Annexe aux comptes consolidés résumés
18.1.4.	Changement de référentiel comptable	n/a	n/a
18.1.5.	Informations financières en normes comptables françaises	Section 6.1	n/a
18.1.6.	Etats financiers consolidés	Section 6.1	Section II.3
18.1.7.	Date des dernières informations financières	n/a	n/a

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) no 2019/980 du 14 mars 2019	*Sections du document de référence 2018*	*Sections du présent document URD 2018*
18.2. Informations financières intermédiaires et autres	n/a	n/a
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles		Section II
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques		
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	Section 6.2	-
18.3.2. Autres informations auditées	n/a	n/a
18.3.3. Sources et raisons pour lesquelles des informations n'ont pas été auditées	n/a	n/a
18.4. Informations financières pro forma	n/a	n/a
18.5. Politique de distribution de dividendes		
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable	Section 6.6.2	-
18.5.2. Montant du dividende par action	Section 6.6.1	-
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage	Section 2.4	Section II.2.9
18.7. Changement significatif de la situation financière	Section 6.7	n/a
19. Informations supplémentaires		
19.1. Capital social		
19.1.1. Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	Sections 7.3.1, 7.3.3 et Section 6.1 - Annexe aux comptes consolidés - Note 27.1	Page 1
19.1.2. Informations relatives aux actions non représentatives du capital	Section 7.3.5	-
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	Section 7.3.2	-
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription,	n/a	n/a
19.1.5. Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital	Sections 7.2.4, 7.2.5 et 7.3.3	-
19.1.6. Informations sur le capital de tout membre du groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options	Section 7.3.6	-
19.1.7. Historique du capital social	Section 7.3.1	-
19.2. Acte constitutif et statuts		
19.2.1. Registre et objet social	Sections 7.1.2 et 7.2.1	-
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions	Section 7.2.4	-
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	Section 7.2.9	-
20. Contrats importants	**Section 7.6**	**-**
21. Documents disponibles	**Section 8.3**	**-**