

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

Groupe EDFRAPPORT D'ACTIVITÉ 2019 RÉSULTATS DU GROUPE



1	CHIFFRES CLÉS	3
2	ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	5
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	5
2.2	Consommation d'électricité et de gaz naturel	8
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	8
2.4	Conditions climatiques : températures et pluviométrie	9
3	ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2019	10
3.1	Événements majeurs	10
3.2	Plan de cession d'actifs	11
3.3	Structure financière	11
3.4	Environnement réglementaire	11
3.5	Autres événements marquants	11
4	ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE	12
5	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2018 ET 2019	13
5.1	Chiffre d'affaires	14
5.2	Excédent brut d'exploitation (EBE)	16
5.3	Résultat d'exploitation	20
5.4	Résultat financier	21
5.5	Impôts sur les résultats	21
5.6	Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	21
5.7	Résultat net des activités en cours de cession	21
	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	21
	Résultat net part du Groupe	21
5.10	Résultat net courant	21
6	FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET	22
5.1	Flux de trésorerie	22
	Endettement financier net	25
5.3	Ratios financiers	27
7	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	28
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	28
7.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	36
8	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	37
9	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	37
10	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES	37
11	PERSPECTIVES	38



1 CHIFFRES CLÉS

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2019 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2019 du groupe EDF.

Depuis le 1^{er} 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 31 décembre 2019 sont établis sans retraitement de l'exercice précédent (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2019 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	71 317	68 546	2 771	+ 4,0	+ 3,5
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 708	14 898	1 810	+ 12,1	+ 8,4
Résultat d'exploitation	6 760	5 454	1 306	+ 23,9	+ 25,4
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	6 399	656	5 743	n. a.	n. a.
Résultat net part du Groupe	5 155	1 177	3 978	n. a.	n. a.
Résultat net courant (3)	3 871	2 452	1 419	+ 57,9	+ 60,8

n. a.: non applicable.

PASSAGE DU RÉSULTAT NET PART DU GROUPE AU RÉSULTAT NET COURANT

(en millions d'euros)	2019	2018
Résultat net part du Groupe	5 155	1 177
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	(2 167)	777
Pertes de valeur	883	498
Dont Edison : cession activités E&P (application IFRS 5)	500	228
RÉSULTAT NET COURANT	3 871	2 452
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(589)	(584)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	3 282	1 868

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} 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 5.10 « Résultat net courant »).



EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31/12/2019 (1)	31/12/2018
Actif immobilisé	174 345	162 219
Autres actifs non courants	55 120	48 165
Actifs non courants	229 465	210 384
Stocks et clients	29 655	30 137
Autres actifs courants	36 568	39 358
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 934	3 290
Actif courant	70 157	72 785
Actifs détenus en vue de leur vente	3 662	=
TOTAL DE L'ACTIF	303 284	283 169
Capitaux propres - part du Groupe	46 466	44 469
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	9 324	8 177
Total des capitaux propres	55 790	52 646
Provisions non courantes	80 760	71 772
Passifs spécifiques des concessions	47 465	46 924
Autres passifs non courants	64 225	59 012
Passif non courant	192 450	177 708
Passif courant	54 001	52 815
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	1 043	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	303 284	283 169

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

CASH-FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2019	2018 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Cash-flow Groupe (2) (3)	(791)	(601)	(190)	- 31,6

⁽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.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2019	31/12/2018	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	67 380	59 188	8 192	+ 13,8
Dérivés de couvertures des dettes	(3 387)	(1 972)	(1 415)	+ 71,8
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 934)	(3 290)	(644)	+ 19,6
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	(18 900)	(20 538)	1 638	- 8,0
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	(26)	-	(26)	n.a.
ENDETTEMENT FINANCIER NET (1) (2)	41 133	33 388	7 745	+ 23,2

n.a.: non applicable.

⁽²⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS16 à compter du 1^{er} janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées et l'impact aurait été sur le cash-flow Groupe de + 609 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 les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 6).

⁽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. Le calcul de l'endettement financier net est présenté en note 41.3 des comptes consolidés au 31 décembre 2019.

⁽²⁾ L'endettement financier net au 31 décembre 2019 intègre l'impact de l'application de la norme IFRS 16 au 1er janvier 2019 pour 4 492 millions d'euros.



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, mais aussi dans le reste de l'Europe, est un élément de contexte important.

En 2019, les prix spot de l'électricité ont été inférieurs à ceux de 2018 partout en Europe.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2019 en base (€/MWh)	39,4	49,0	52,3	37,7	39,3
Variation 2019/2018 des moyennes en base	- 21,4 %	- 24,5 %	- 14,7 %	- 15,3 %	- 28,8 %
Moyenne 2019 en pointe (€/MWh)	46,3	53,5	58,4	44,5	46,3
Variation 2019/2018 des moyennes en pointe	- 21,6 %	- 23,6 %	- 14,0 %	- 14,7 %	- 28,6 %

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

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 39,4 €/MWh en base et à 46,3 €/MWh en pointe en 2019, en recul de respectivement 10,7 €/MWh et 12,8 €/MWh par rapport à 2018. Cette baisse s'explique surtout par celle des prix du charbon et du gaz sur les trois derniers trimestres de l'année, partiellement compensée par la hausse du prix du CO₂. Par ailleurs, la production éolienne et solaire a été plus importante qu'en 2018.

La tendance baissière a démarré dès la fin de l'hiver, qui a connu des températures très supérieures aux normales, contrairement à la même période l'année précédente, touchée par une vague de froid tardive. Entre juin et décembre, les prix *spot* ont diminué de plus de 20 €/MWh par rapport à la même période en 2018. Déficitaire depuis le début de l'année, la pluviométrie a été fortement excédentaire au dernier trimestre, ce qui a contribué à tirer les prix *spots* à la baisse sur ce trimestre.

La baisse a néanmoins été atténuée par une forte hausse des prix *spot* en janvier comparé à 2018 en raison de températures près de 4°C inférieures à celles de 2018 entraînant une hausse de la consommation (+ 5,4 TWh). Le prix moyen sur janvier s'est ainsi établi à 61,2 €/MWh, en hausse de 26,2 €/MWh par rapport à l'année précédente. On observe le même effet, bien que plus modéré, en avril et mai, mois pour lesquels les prix se sont établis en légère hausse (respectivement + 4,5 €/MWh et + 2,8 €/MWh en base) en raison de températures inférieures à celles de l'année précédente, avec une consommation en hausse de 3 TWh au total sur la période. Sur ces mois-ci, une plus faible production hydraulique a également contribué à la hausse du prix *spot*.

En 2019, la demande française s'est établie à 469,7 TWh, en baisse de 6,5 TWh par rapport à 2018. Les moyens gaz ont été davantage sollicités (+ 7,9 TWh), alors que la disponibilité et donc la production du parc nucléaire ainsi que la production hydraulique étaient en baisse (respectivement de - 13,7 TWh et - 5,7 TWh par rapport à 2018). Les productions éolienne et photovoltaïque ont de leur côté connu des hausses de 5,9 TWh et 1,7 TWh pour atteindre respectivement 32,7 TWh et 11,4 TWh en 2019.

Le solde exportateur de la France a diminué cette année de 4,4 TWh (2) par rapport à 2018. Le solde exportateur en janvier enregistre une forte baisse (- 6,0 TWh) en raison de températures plus basses et d'une hydraulicité moins élevée qu'en 2018. Quoique les températures plus douces sur février et mars aient ensuite conduit à une hausse du solde exportateur de 6 TWh par rapport à l'année précédente, les exportations ont reculé tout le reste de l'année. Ceci s'explique par la plus faible disponibilité de l'interconnexion vers le Royaume-Uni et l'Espagne au printemps, la forte production éolienne en Allemagne et la moins bonne disponibilité nucléaire en fin d'année.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont perdu 15,9 €/MWh par rapport à 2018, en s'établissant en moyenne à 49,0 €/MWh en 2019. La baisse a été observée dès février, d'abord par contraste avec des prix historiquement élevés en février et mars 2018, effet accentué par la mise en service de l'interconnexion NEMO de 1GW entre le Royaume-Uni et la Belgique. Ensuite, la baisse des prix du gaz a tiré les prix vers le bas à partir d'avril, mois à compter duquel les prix moyens mensuels ont connu une baisse globale d'environ 32 % par rapport à 2018 (- 21 €/MWh en moyenne).

En Italie, les prix *spot* moyens ont diminué de 9,0 €/MWh par rapport à 2018 pour s'établir en moyenne à 52,3 €/MWh en 2019. Cette baisse a surtout concerné les mois d'août à décembre, où les prix ont perdu 30 % par rapport à 2018, suite à la baisse des prix du gaz. En début d'année, les prix de janvier avaient été supérieurs de 38 % en raison de températures plus froides en 2019.

En Allemagne, les prix *spot* ont diminué de 6,8 €/MWh par rapport à 2018 pour s'établir en moyenne à 37,7 €/MWh en 2019. En début d'année, les prix sont toutefois en hausse. La hausse est très marquée en janvier, où les prix ont augmenté de 19,9 €/MWh par rapport à 2018 en raison de températures plus basses. À l'exception du mois de mars, au cours duquel les prix ont été en baisse de 6,7 €/MWh en raison d'un mois très venteux (+ 7,2GW en moyenne d'éolien sur le mois par rapport à 2018), sur le reste de l'année, les prix évoluent au gré de ceux du quota de CO₂ et du charbon. Jusqu'en juillet, c'est la forte augmentation du prix du quota de CO₂ qui a entraîné les prix à la hausse, face à une moindre baisse des prix du charbon. À partir d'août, les prix ont été en forte baisse, entraînés par celle du cours du charbon qui est devenue prépondérante sur la hausse des prix du CO₂. Depuis août, les prix mensuels ont ainsi perdu près de 17,3 €/MWh en moyenne par rapport à la même période en 2018. La production éolienne a été en hausse de 15,2 TWh par rapport à 2018 pour s'établir à 123,8 TWh en 2019. La production photovoltaïque a de son côté connu une hausse de 0,7 TWh par rapport à 2018 pour s'établir à 41,9 TWh sur l'année 2019. À fin décembre 2019, les puissances installées éolienne et photovoltaïque en Allemagne sont respectivement d'environ 61 GW et 49 GW. Plusieurs épisodes caractérisés par des productions éoliennes et photovoltaïque importantes ont donné lieu à des prix négatifs (deux cent onze heures en 2019 contre cent trente-quatre heures en 2018). Le prix horaire le plus bas a été atteint le 8 juin à - 90,0 €/MWh.

En **Belgique**, les prix spot ont reculé de 15,9 €/MWh par rapport à 2018, s'établissant en moyenne à 39,3€/MWh en 2019. Cette baisse

⁽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.

^{(2).} Source: ENTSO-E Transparency Website.



a surtout concerné les mois de juin à décembre où les prix ont diminué d'environ 45 % par rapport à 2018, en lien avec la baisse des prix des combustibles, et une disponibilité nucléaire meilleure que l'année précédente, alors que les prix sur janvier étaient supérieurs de presque 65 % en raison de températures plus basses.

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

	France	Royaume- Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2020 à terme en base sur l'année 2019 (€/MWh)	50,9	58,4	59,8	47,8	51,0
Variation 2019/2018 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 4,0 %	- 2,8 %	+ 1,3 %	+ 8,6 %	+ 0,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2020 en base au 31 décembre 2019 <i>(€/MWh)</i>	44,1	51,2	50,9	41,3	41,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2020 à terme en pointe sur l'année 2019 (€/MWh)	63,6	64,8	66,8	57,7	62,5
Variation 2019/2018 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 2,4 %	- 1,6 %	0,0 %	+ 6,5 %	- 2,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2020 en pointe au 31 décembre 2019 <i>(€/MWh)</i>	54,2	57,1	59,7	50,0	52,3

En hausse au premier semestre partout en Europe par rapport au 1^{er} semestre 2018, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe ont évolué à la baisse au second semestre. Cette baisse s'explique principalement par celle des prix du charbon et du gaz. Ces deux tendances opposées se compensent globalement, construisant une relative stabilité du contrat annuel N+1 en moyenne sur l'année 2019

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 50,9 €/MWh, en hausse de 4,0 % par rapport à 2018. Cette hausse modérée se décompose en une période de forte hausse au premier semestre, expliquée par la forte hausse du prix du CO₂ et une période de forte baisse, liée à la baisse marquée des prix des combustibles au second semestre et à une moindre hausse du prix du CO₂, le prix du charbon ayant perdu 25,9 US\$/t en moyenne sur le semestre, celui du gaz 5,5 €/MWh. Le produit *Calendar* N+1 a clôturé l'année 2019 à 44,1 €/MWh.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a perdu 2,8 % pour s'établir à 58,4 €/MWh en moyenne sur 2019. Comme en France, le prix a connu au premier semestre une hausse marquée par rapport au premier semestre de l'année 2018, puis une baisse prononcée liée à la baisse du prix du gaz en particulier, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En Italie, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en hausse, s'établissant en moyenne à un prix de 59,8 €/MWh en 2019 soit +1,3 % par rapport à l'an dernier. Cette stabilité masque ici encore une tendance haussière sur le premier semestre, puis une baisse marquée au second semestre, dans le sillage des prix des combustibles.

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N+1 en base a connu une hausse de 8,6 % par rapport à 2018, pour s'établir à 47,8 €/MWh en moyenne sur 2019. Cette hausse s'explique par la forte hausse du prix du CO₂. En effet, les moyens charbon contribuent toujours fortement à la formation du prix allemand, et sont nettement plus impactés que les moyens gaz par la hausse du prix du CO₂.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est resté stable par rapport à 2018, s'établissant en moyenne à 51,0 €/MWh en 2019. La baisse a été particulièrement prononcée au deuxième semestre, dans le sillage des prix des combustibles et dans un contexte de meilleure disponibilité nucléaire que l'année précédente.

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



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

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

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

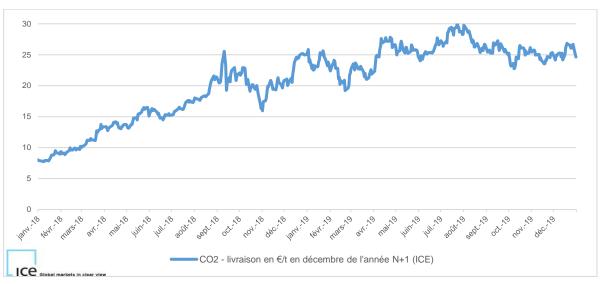


2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂ (1)

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 a clôturé l'année à 24,6 €/t, en baisse de 0,4 €/t par rapport à fin décembre 2018. Le prix du quota a d'abord connu une baisse importante en début d'année, atteignant 19,2 €/t mi-février. Cette tendance baissière s'explique par l'annonce d'un projet de fermeture de 12,5 GW de centrales au charbon allemandes sans que l'annulation des quotas correspondants ait été confirmée. L'anticipation d'un hard Brexit et donc d'une sortie du Royaume-Uni du système EU-ETS dès 2019 a contribué à peser sur les prix.

Le prix du CO₂ a ensuite fortement progressé jusqu'à atteindre 30,2 €/t mi-juillet, plus haut niveau depuis dix ans, encouragé par le report du Brexit à fin octobre. Les prix se sont ensuite orientés à la baisse jusqu'à atteindre 22,8 €/t mi-octobre, puis se sont maintenus autour de 25 €/t jusqu'à la fin de l'année.

→ Évolution du prix des droits d'émission de CO₂



2.1.4 Prix des combustibles fossiles (2)

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2019	69,5	64,2	18,4
Variation 2019/2018 des moyennes annuelles	- 20,1 %	- 10,5 %	- 11,8 %
Plus haut sur l'année 2019	87,0	74,6	21,8
Plus bas sur l'année 2019	56,3	54,9	15,9
Prix au 31 décembre 2019	56,4	66,0	16,0
Prix au 31 décembre 2018	85,9	53,8	20,4

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 69,5 US\$/t en 2019 (- 20,1 % ou - 17,5 US\$/t par rapport à 2018).

Cette baisse est principalement due à une demande asiatique sans dynamisme, des stocks hauts dès le début d'année, et la meilleure compétitivité du gaz grâce à un prix du CO₂ bien plus haut qu'en 2018. En septembre le prix a connu une augmentation éphémère, imputable au pic atteint par les prix du pétrole et aux annonces relatives aux écarts constatés par Framatome dans ses procédés de technique de fabrication de composants ayant fait craindre une sollicitation accrue des moyens thermiques. Au quatrième trimestre, il a décru à nouveau, entraîné par l'anticipation de températures clémentes et la perspective de fermetures temporaires de centrales au charbon en Corée du Sud cet hiver.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 64,2 US\$/bbl en 2019 (- 10,5 % ou - 7,5 US\$/bbl par rapport à 2018).

Sur l'année, le prix a été principalement entraîné par la perspective d'une offre abondante et d'une faible demande. Rivé sur la croissance mondiale, le marché a modulé cette tonalité baissière au rythme des annonces sur l'avancée de l'accord commercial sino-américain.

La production américaine de pétrole de schiste a cru toute l'année : les États-Unis sont devenus en septembre les plus grands producteurs de pétrole au monde. Face à l'afflux de pétrole, l'OPEP a confirmé sa volonté de soutenir les cours par une réduction de production lors des sommets du 1^{er} juillet et du 6 décembre. Dans ce contexte, les craintes sur la production sont restées contenues, quoique les incidents au Moyen-Orient aient régulièrement provoqué l'envolée des cours, notamment le 20 juin lors de la destruction d'un drone américain par Téhéran, en juillet lors de l'escalade des tensions entre Washington et Téhéran, ainsi que lors des attaques sur des installations pétrolières saoudiennes le 14 septembre.

Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 18,4 €/MWh en 2019 (- 11,8 % ou - 2,5 €/MWh par rapport à 2018).

Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month - en US\$/baril) ;

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

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

Gaz naturel : cotation moyenne lCE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord - en €/MWhg).



Le prix du **gaz** a diminué presque constamment au fil de l'année, sous l'effet de trois facteurs prépondérants : niveau des stocks, douceur des températures et arrivées de GNL en Europe.

L'afflux massif de GNL sur l'Europe est lié en particulier à l'essor de la production nord-américaine et la préférence donnée au marché européen plutôt qu'asiatique pour écouler une partie de cette production, en raison de la proximité géographique de la côte nord est-américaine et du niveau de prix sur les deux zones. En parallèle, la demande européenne est restée modérée avec une fin d'hiver plus douce que l'année précédente. Le niveau des stocks a évolué à la hausse jusqu'à saturation en octobre, maintenant des niveaux record sur tout le dernier trimestre (95 % en moyenne sur le trimestre contre 86 % l'année précédente).

→ Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

En 2019, la consommation d'électricité en **France** ⁽¹⁾ a atteint 473,7 TWh, un niveau inférieur (- 1,0 %) à 2018. Seul le second trimestre 2019 a été en progression (+ 3 %). Corrigée de l'effet climat, la consommation française d'électricité est légèrement inférieure à 2018 (- 0,5 %).

La consommation de gaz naturel en **France** ⁽²⁾ a augmenté de + 1,9 % en 2019 par rapport à 2018, pour s'établir à 479,0 TWh. En janvier 2019, des températures plus basses qu'en 2018 ont entrainé une augmentation de la demande en chauffage. L'année 2019 se caractérise par une hausse globale de la consommation due à une sollicitation plus importante des centrales à gaz pour la production d'électricté sur toute l'année (+ 7,9 TWh).

2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2019, la consommation d'électricité en **Italie** (3) s'établit à 319,6 TWh, en légère baisse par rapport à 2018 (- 0,6 %). La baisse de la production hydroélectrique, due principalement à des conditions climatiques dévaforables au premier semestre 2019, a été compensée par une augmentation de la production thermoélectrique, éolienne et solaire. Les importations nettes ont reculé de 13,1 %

La demande intérieure de gaz naturel en **Italie** (4) a augmenté de 2,2 % suite à l'augmentation de la production thermique à gaz. Les températures plus douces pendant le premier trimestre 2019 ont induit une baisse de 1,9 % des consommations sur le marché résidentiel. Les consommations industrielles ont baissé de 1,9 %.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En France, les tarifs réglementés de vente ont augmenté :

- le 1er juin 2019 de 7,7 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels ;
- le 1er août 2019 de 1,47 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et de 1,34 % HT pour les tarifs bleus non résidentiels

(voir note 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

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

⁽¹⁾ Données France: données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE (données du mois de décembre 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.

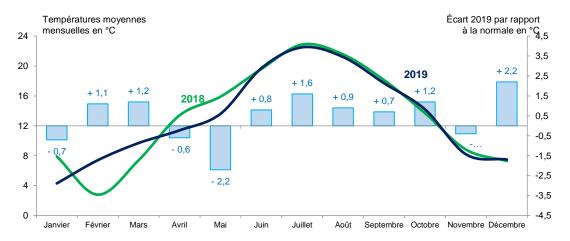


2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

2.4.1 Températures en France

L'année 2019 a été chaude. Elle se termine avec 0,5°C au-dessus de la normale et une moyenne annuelle de 13,1°C, juste derrière 2018 (13,4°C de moyenne annuelle). Le mois de décembre a été particulièrement doux à 2,2°C au-dessus de la normale.

→ Températures (1)(2) en France en 2019 et 2018



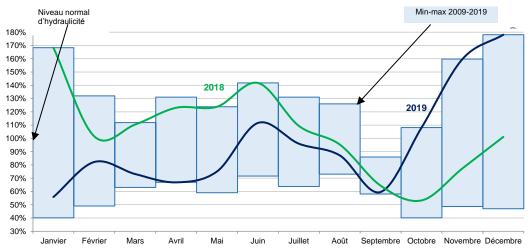
- (1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
- (2) Source Miréor (données Météo France).

2.4.2 Pluviométrie

En 2019, la pluviométrie a été une nouvelle fois contrastée avec :

- un premier semestre et un été marqués par une pluviométrie déficitaire sur une grande moitié Sud de l'Europe (France comprise), déficitaire en Allemagne et une partie de l'Europe Centrale et proche de la normale sur le Nord de l'Europe;
- un automne particulièrement pluvieux (notament sur le Sud Est de la France).

ightarrow Hydraulicité en France en 2019 et 2018 $^{ ext{(1)}}$



(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 déficitaires sur les 8 premiers mois (notamment en février, juin et septembre) avec un enneigement très disparate selon les massifs. L'été a été encore très chaud et sec avec deux canicules intenses mais de relative courte durée en moins d'un mois, conduisant à des étiages estivaux assez sévères sur une très grande partie du Massif Central ainsi que sur le Nord Est du pays. La sortie d'étiage s'est produite courant octobre grace aux précipitations abondantes qui ont concerné tous les bassins à partir de mi octobre. En fin d'année, les précipitations ont été très abondantes en cumul.

Conséquence de cette météorologie contrastée, l'hydraulicité France a été assez déficitaire sur les 8 premiers mois (seul le mois de juin a bénéficié d'une fonte concentrée) avant de connaître une très nette embellie à partir de mi octobre. Sur les deux derniers mois de 2019, l'hydraulicité agrégée France est la plus forte mesurée depuis plus de 50 ans (devant 1992 et 2002).

En 2019, elle reste toutefois légèrement déficitaire d'environ 3 %.



3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2019 (1)

3.1 Événements majeurs

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 de l'année 2018 « Événements marquants de l'année 2018 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

EDF Renouvelables (2)

- Le groupe EDF a pris position en Irlande en acquérant 50 % du projet éolien en mer de Codling (cf. CP du 11 février 2020).
- Le groupe EDF a lancé la construction du parc éolien en mer de Neart na Gaoithe de 450 MW avec son nouveau partenaire irlandais ESB qui prend une participation de 50 % dans le projet (cf. CP du 28 novembre 2019 et note 3.4.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Royaume-Uni: avec l'acquisition de Pivot Power, EDF accélère son développement dans le stockage par batteries et l'infrastructure de recharge pour véhicules électriques (cf. CP du 4 novembre 2019 et note 3.4.7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF Renouvelables a acquis un portefeuille de 300 MW de projets éoliens en cours de développement en Allemagne (cf. CP du 12 septembre 2019 et note 3.4.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF Renouvelables a acquis PowerFlex Systems en vue d'accélérer le déploiement à grande échelle des infrastructures pour véhicules électriques aux États-Unis (cf. CP du 3 septembre 2019).
- 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 et note 3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Le consortium mené par le groupe EDF a remporté le projet éolien en mer de Dunkerque (cf. CP du 14 juin 2019 et note 3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 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 3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 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 3.4.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF Renouvelables a finalisé l'acquisition du groupe LUXEL, développeur et exploitant français de projets solaires (cf. CP du 1^{er} avril 2019 et note 3.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a conclu des accords pour construire et exploiter deux fermes d'éoliennes offshore en Chine, et pour optimiser un réseau de chaleur et de climatisation dans la ville de Wuhan (cf. CP du 25 mars 2019 et note 3.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- En 2019, EDF Renouvelables a procédé à différentes mises en service, signé des contrats de vente d'électricité et réalisé de nouveaux projets.

Hydraulique

 Inauguration de la centrale hydroélectrique de La Coche (Savoie): 20 % de puissance supplémentaire au service du stockage d'énergie (cf. CP du 14 octobre 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).

Autre

 Le groupe EDF a fait l'acquisition de Pod Point, un acteur majeur de la recharge pour véhicules électriques au Royaume-Uni (cf. CP du 13 février 2020).

3.1.2 Filière nucléaire

- EDF a présenté « excell », le plan d'excellence de la filière nucléaire (cf. CP du 13 décembre 2019).
- EDF et Véolia ont annoncé la création de Graphitech (cf. CP du 10 décembre 2019).
- Actualisation de la perspective de production nucléaire 2019 (cf. CP du 14 novembre 2019).
- Point d'actualité sur le parc nucléaire d'EDF (cf. CP du 25 octobre 2019) :
 - écart relatif au référentiel technique de fabrication de composants de réacteurs nucléaires par Framatome ;
 - perspective de production nucléaire en France pour 2019.
- EPR de Flamanville 3 : EDF a privilégié un scénario de remise à niveau des soudures de traversées du circuit secondaire principal par robots et a ajusté le calendrier et l'estimation du coût de construction (3). Sur le site, la deuxième phase des essais à chaud a commencé (cf. CP du 9 octobre 2019 et note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

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

⁽²⁾ La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Renouvelables est disponible sur le site internet : www.edf-renouvelables.com

⁽³⁾ En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.



- Le deuxième EPR de la centrale de Taishan en Chine sur le point d'entrer en exploitation commerciale (cf. CP du 6 septembre 2019).
 Mise en service effective le 7 septembre 2019 (voir note 3.1.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim (cf. CP du 30 septembre 2019 et note 3.1.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- Hinkley Point C :
 - précisions sur le projet Hinkley Point C : une revue des coûts, du calendrier et de l'organisation du projet HPC a été engagée (cf. CP du 25 septembre 2019 et note 3.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019);
- 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).
- Le CEA, EDF, Naval Group et TechnicAtome ont présenté NUWARD™, projet de petit réacteur modulaire (Small Modular Reactor-SMR), faisant l'objet d'un développement conjoint. (cf. CP du 17 septembre 2019 et note 3.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

3.2 Plan de cession d'actifs

- EDF a notifié l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG (cf. CP du 20 novembre 2019 et note 3.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a annoncé la réalisation de la cession de sa participation de 25 % dans Alpiq (cf. CP du 28 mai 2019 et note 3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

3.3 Structure financière

- EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en euro et les résultats de la participation anticipée à son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars américains (cf. CP du 12 décembre 2019 et note 3.3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a levé 1,25 milliard d'euros à 30 ans dans le cadre de son programme EMTN (cf. CP du 3 décembre 2019 et note 3.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a levé 2 milliards de dollars américains à 50 ans dans le cadre de son programme EMTN (cf. CP du 28 novembre 2019 et note 3.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- EDF a levé 500 millions d'euros avec une émission obligataire hybride (cf. CP du 26 novembre 2019 et note 3.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- 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 et note 3.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 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 CO₂ et d'efficacité énergétique. (cf. CP du 22 mars 2019 et note 3.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 4.1 « Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la Loi Énergie Climat »;
- note 4.2 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV tarifs bleus) » ;
- note 4.3 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) » ;
- note 4.4 « Compensation des charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 4.5 « Mécanisme de capacité » ;
- note 4.6 « Certificats d'économie d'énergie (CEE) »;
- note 4.7 « ARENH ».

3.5 Autres événements marquants

- Béatrice Buffon a été nommée Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale d'EDF. Elle succède à Marianne Laigneau, nommée Présidente du Directoire d'Enedis (cf. CP du 4 février 2020).
- Nomination de Véronique Bédague-Hamilius au sein du Conseil d'administration d'EDF, en remplacement d'Anne Rigail (cf. CP du 18 décembre 2019).
- Résultat de l'option pour le paiement de l'acompte sur dividende en actions au titre de l'exercice 2019 (cf. CP du 16 décembre 2019).
- Le groupe EDF a clôturé avec succès son offre réservée aux salariés et anciens salariés (cf. CP du 10 juillet 2019).
- Christine Chabauty et Christophe Cuvilliez (CGT) ont été remplacés par Karine Migliorini et Claire Bordenave. Vincent Rodet a succédé à Marie-Hélène Meyling (CFDT). Les mandats de Jacky Chorin (FO), Jean-Paul Rignac (CGT) et Christian Taxil (CFE-CGC) ont été renouvelés. Les administrateurs salariés ont pris leur fonction le 23 novembre 2019.
- 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.



- Résultat du paiement du solde du dividende 2018 (cf. CP du 17 juin 2019 et note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 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.
- Évolutions de la composition du Conseil d'administration d'EDF (cf. CP du 16 mai 2019) :
 - renouvellement du mandat d'administrateur de M. Jean-Bernard Lévy ;
 - nomination en qualité d'administrateurs de Mme Anne Rigail et de MM. Bruno Crémel, Gilles Denoyel et Philippe Petitcolin;
 - renouvellement du mandat d'administrateur de Mmes Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner, Laurence Parisot et Michèle Rousseau et de M. Maurice Gourdault-Montagne.

4 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres sections du rapport d'activité.



5 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2018 ET 2019

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 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)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	71 317	68 546
Achats de combustible et d'énergie	(35 091)	(33 056)
Autres consommations externes	(8 619)	(9 262)
Charges de personnel	(13 793)	(13 642)
Impôts et taxes	(3 798)	(3 690)
Autres produits et charges opérationnels	6 692	6 002
Excédent brut d'exploitation Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	16 708 642	14 898 (224)
Dotations aux amortissements	(9 994)	(8 775)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(8)	(50)
(Pertes de valeur)/reprises	(403)	(290)
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	(105)
Résultat d'exploitation	6 760	5 454
Coût de l'endettement financier brut	(1 806)	(1 712)
Effet de l'actualisation	(3 161)	(3 464)
Autres produits et charges financiers	4 606	378
Résultat financier	(361)	(4 798)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	6 399	656
Impôts sur les résultats	(1 581)	178
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	818	569
Résultat net des activités en cours de cession	(454)	(212)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	5 182	1 191
Dont résultat net - part du Groupe	5 155	1 177
Résultat net des activités poursuivies	5 597	1 384
Résultat net des activités en cours de cession	(442)	(207)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	27	14
Activités poursuivies	39	19
Activités en cours de cession	(12)	(5)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)		
Résultat par action	1,50	0,20
Résultat dilué par action	1,50	0,20
Résultat par action des activités poursuivies	1,65	0,27
Résultat dilué par action des activités poursuivies	1,65	0,27

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} 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.



5.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en croissance de 4,0 % et en hausse organique de 3,5 % par rapport à 2018.

5.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2019	2018 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	71 317	68 546	2 771	+ 4,0	+ 3,5

⁽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 71 317 millions d'euros en 2019, en hausse de 2 771 millions d'euros (+ 4,0 %). Hors effets de change (+ 151 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 198 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 3,5 %.

5.1.2 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)	2019	2018 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation (2)	27 870	26 096	1 774	+ 6,8	+ 6,5
France - Activités régulées (3)	16 087	16 048	39	+ 0,2	+ 0,2
EDF Renouvelables	1 565	1 505	60	+ 4,0	+ 2,9
Dalkia	4 281	4 189	92	+ 2,2	+ 1,6
Framatome	3 377	3 313	64	+ 1,9	+ 0,6
Royaume-Uni	9 574	8 970	604	+ 6,7	+ 5,9
Italie	7 567	8 077	(510)	- 6,3	- 8,1
Autre international	2 690	2 411	279	+ 11,6	+ 10,9
Autres métiers	2 728	2 601	127	+ 4,9	+ 6,8
Éliminations inter-segments	(4 422)	(4 664)	242	- 5,2	- 5,2
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	71 317	68 546	2 771	+ 4,0	+ 3,5

⁽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.

5.1.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 27 870 millions d'euros, en hausse organique de 1 691 millions d'euros (+ 6,5 %) par rapport à 2018.

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur le chiffre d'affaires pour un montant estimé à + 757 millions d'euros. L'impact négatif de l'érosion des parts de marché est plus que compensé par des effets de prix positifs de l'électricité et de la capacité, ainsi que par la croissance du chiffre d'affaires commercialisation gaz. L'évolution de la part hors acheminement des tarifs réglementés de ventes (2) a un effet positif d'environ + 588 millions d'euros du fait de la hausse des prix de l'électricité et de la capacité.

La hausse du prix des certificats d'économie d'énergie entraine un accroissement du chiffre d'affaires pour un montant estimé de + 132 millions d'euros, sans équivalent en marge.

La revente des obligations d'achat connaît une évolution négative pour - 112 millions d'euros en raison principalement de la baisse des prix de marché sur le deuxième semestre (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les volumes ARENH vendus et le solde des achats et des ventes sur le marché de gros (hors obligations d'achats et contrats de long terme) ont un impact négatif sur le chiffre d'affaires estimé à - 50 millions d'euros.

Enfin, divers éléments contribuent à l'évolution favorable du chiffre d'affaires dont les contrats long terme et des ventes structurées.

⁽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).

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

⁽²⁾ Évolutions tarifaires 2019 : au 1^{er} août 2019 : + 1,47 % HT sur les tarifs bleus résidentiels et de + 1,34 % HT sur les tarifs bleus non résidentiels (intégrant l'indexation du TURPE 5 distribution de + 3,04 %) et au 1^{er} juin 2019 : + 7,7 % HT pour les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Évolutions tarifaires 2018 : + 0,7 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er février 2018 et - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1^{er} août 2018 (intégrant notamment l'indexation du TURPE 5 distribution de - 0,21 % au 1^{er} août 2018).



Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 379,5 TWh à fin décembre 2019, en baisse de 13,7 TWh par rapport à 2018. Cette baisse de la production s'explique notamment par une moindre disponibilité du parc en 2019 par rapport à 2018 du fait d'une augmentation des prolongations d'arrêts dans le cadre d'une campagne chargée en visites décennales.

La production hydraulique s'élève à 39,7 TWh (1), en baisse de 14,7 % (- 6,8 TWh) par rapport à 2018. Cette baisse s'explique par une hydraulicité très favorable en 2018 et défavorable en 2019 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques ont été sollicitées à un niveau un peu inférieur à celui de 2018. Leur production, en baisse de - 1,1 TWh, a atteint 9.9 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 20,3 TWh dont 15,6 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 62,9 TWh. La baisse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2018 de - 15,8 TWh s'explique principalement par la baisse de la production nucléaire et hydraulique.

5.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment France - Activités régulées s'élève à 16 087 millions d'euros, en hausse organique de 39 millions d'euros (+ 0,2 %) par rapport à 2018.

Il bénéficie essentiellement, pour Enedis (2), de l'évolution favorable de l'indexation du TURPE 5 distribution (3) intégrant l'effet de l'optimisation du tarif par les fournisseurs, et de la progression des prestations de raccordement au réseau.

Par ailleurs, les impacts liés au climat ont un effet défavorable sur les ventes estimé à - 80 millions d'euros.

5.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 565 millions d'euros, en hausse organique de 43 millions d'euros (+ 2,9 %) par rapport à 2018.

Cette évolution est essentiellement portée par la production qui bénéficie d'effets prix positifs alors que les volumes produits sont en baisse organique de - 0,3 TWh (- 2,0 %) par rapport à 2018 du fait des cessions intervenues fin 2018 et début 2019, et malgré de meilleures conditions de vent, notamment en France et aux États-Unis.

5.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 4 281 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2019, en hausse organique de 68 millions d'euros (+ 1,6 %) par rapport à 2018.

Cette évolution s'explique principalement par la croissance de l'activité, notamment en France grâce à la signature ou le renouvellement de contrats, comme par exemple la nouvelle délégation de service public pour le chauffage urbain de Grande Île à Vaulx-en-Velin et Villeurbanne sur 15,5 ans et au Royaume-Uni. Par ailleurs, le chiffre d'affaires est pénalisé par des prix du gaz en recul par rapport à 2018.

5.1.2.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 377 millions d'euros en hausse organique de 0,6 % par rapport à 2018. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe.

Les prises de commandes s'élèvent à 3,3 milliards d'euros en 2019 (dont plus de 60 % réalisées hors Groupe).

Sur le plan commercial Framatome a remporté en octobre auprès de Rosatom le contrat de fourniture du système principal de Contrôle-Commande pour la centrale nucléaire de Hanhikivi-1 en Finlande et pour la centrale nucléaire de PAKS2 en Hongrie. Aux États-Unis, l'acquisition de FoxGuard Solutions, leader dans les domaines de la cyber sécurité et de l'informatique industrielle, a été finalisée le 1er octobre 2019.

5.1.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9 574 millions d'euros en 2019, en hausse de 604 millions d'euros par rapport à 2018. Hors effets de change (75 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 5,9 % par rapport à 2018.

La hausse du chiffre d'affaires s'explique principalement par la hausse des tarifs sur les marchés résidentiel et professionnel, la hausse des prix réalisés de vente de la production nucléaire et la hausse des revenus de capacité. Ces effets sont partiellement compensés par la baisse des volumes vendus sur les marchés de gros en raison d'une diminution de la production nucléaire et par la baisse des volumes de gaz vendus du fait du climat froid du premier semestre 2018 sans équivalent en 2019.

5.1.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 7 567 millions d'euros, en baisse organique (- 8,1 %) par rapport à 2018. Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en diminution suite à la baisse des prix sur l'ensemble des marchés (cette évolution a un effet limité sur la marge) et la baisse des volumes vendus sur les marchés de gros partiellement compensée par une hausse des volumes vendus aux clients industriels.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est en croissance en raison principalement de la hausse des volumes vendus et des prix sur le segment des professionnels et des particuliers et de la croissance de la production hydraulique et éolienne.

⁽¹⁾ La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 33,4 TWh en 2019 (39,2 TWh en 2018)

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

⁽³⁾ Indexation du TURPE 5 distribution de + 3,04 % au 1er août 2019 et de - 0.21 % au 1er août 2018.



5.1.2.8 Autre international

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

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 690 millions d'euros en 2019, en hausse organique de 263 millions d'euros par rapport à 2018 (soit + 10,9 %).

En Belgique ⁽¹⁾, le chiffre d'affaires s'élève à 1 909 millions d'euros, en hausse organique (+ 4,8 %) par rapport à 2018. Cette évolution tient compte d'une augmentation des prix de l'électricité et du gaz et d'une baisse des volumes dans l'activité de commercialisation en lien avec une forte intensité concurrentielle.

Concernant la production, les capacités éoliennes en Belgique sont en augmentation pour atteindre 519 MW en brut, soit + 18 % par rapport à fin décembre 2018. L'hiver 2018 avait été marqué par des arrêts prolongés de réacteurs nucléaires opérés par le groupe Engie, sans équivalent en 2019. La disponibilité du parc nucléaire s'est ainsi améliorée avec de moindres indisponibilités fortuites et le retour anticipé des tranches 3 de Tihange et Doel.

Au Brésil, le chiffre d'affaires s'élève à 563 millions d'euros, en hausse organique de + 35,8 % par rapport à 2018. Cette augmentation reflète, d'une part, l'évolution (sans impact sur l'EBE) de la taxe ICMS (2) et d'autre part, l'effet positif de la révision annuelle du tarif du contrat de vente d'électricité d'EDF Norte Fluminense.

5.1.2.9 Autres métiers

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

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 728 millions d'euros en 2019, en hausse organique de 178 millions d'euros par rapport à 2018 (soit + 6,8 %).

Le chiffre d'affaires des activités gazières s'élève à 1 221 millions d'euros. L'environnement positif de l'activité GNL (Gaz naturel Liquéfié) permet une hausse des ventes des activités gazières de + 376 millions d'euros en organique (+ 42,4 %) en lien avec une meilleure utilisation des capacités du Groupe.

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading, qui s'élève à 1 026 millions d'euros, est en hausse organique de 18,9 %. Cette évolution reflète la bonne performance, tout au long de l'année, liée à la volatilité sur les marchés de commodités dans un environnement à tendance baissière et à des positions favorables sur les marchés électricité et gaz en Europe. La bonne tenue des activités aux États-Unis, les activités de *trading* et d'optimisation du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) au niveau mondial, ainsi que les activités GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) contribuent aussi à cette performance.

5.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en hausse de 12,1 % et en croissance organique de 8,4 % par rapport à 2018.

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	71 317	68 546	2 771	+ 4,0	+ 3,5
Achats de combustible et d'énergie	(35 091)	(33 056)	(2 035)	+ 6,2	+ 5,8
Autres consommations externes	(8 619)	(9 262)	643	- 6,9	- 1,2
Charges de personnel	(13 793)	(13 642)	(151)	+ 1,1	+ 0,6
Impôts et taxes	(3 798)	(3 690)	(108)	+ 2,9	+ 3,3
Autres produits et charges opérationnels	6 692	6 002	690	+ 11,5	+ 14,2
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	16 708	14 898	1 810	+ 12,1	+ 8,4

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019. Les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

5.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 16 708 millions d'euros en 2019, en hausse de 12,1 % par rapport à 2018. Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (+ 517 millions d'euros), hors effets de change (+ 34 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 1 million d'euros), l'EBE est en hausse organique de 8,4 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 35 091 millions d'euros en 2019, en hausse de 2 035 millions d'euros par rapport à 2018 (+ 6,2 %). La hausse organique est de 1 926 millions d'euros (+ 5,8 %).

- Sur le segment France Activités de production et commercialisation, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 12 821 millions d'euros, en hausse organique de 1 437 millions d'euros (+ 12,6 %) par rapport à 2018 principalement du fait de l'augmentation des obligations d'achats sur le photovoltaïque, l'éolien et la cogénération, de la hausse des achats pour compenser les baisses de production nucléaire et hydraulique et du mécanisme de capacité.
- Au Royaume-Uni, la hausse organique constatée pour 475 millions d'euros (+ 8,2%) est principalement liée à la hausse des prix de l'énergie, 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.

⁽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.

⁽¹⁾ La Belgique comprend EDF Luminus et EDF Belgium.

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



 En Italie, la baisse organique de 787 millions d'euros (- 11,6 %), est essentiellement liée à la baisse du prix du gaz et des volumes de gaz (sur le marché de gros).

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 619 millions d'euros, en baisse de 643 millions d'euros par rapport à 2018 (- 6,9 %). Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (+ 683 millions d'euros), hors effets de change (- 41 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 109 millions d'euros), les autres consommations externes sont en baisse organique de - 1,2 %.

- Sur le segment France Activités de production et commercialisation les autres consommations externes s'élèvent à 2 426 millions d'euros. La baisse organique de 195 millions d'euros (soit - 6,8 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités.
- Sur le segment France Activités régulées, les autres consommations externes s'élèvent à 1 557 millions d'euros. La baisse organique de 40 millions d'euros (soit 2,3 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités.
- Dalkia enregistre une hausse organique des autres consommations externes de 57 millions d'euros (+ 3,7 %) qui reflète le développement de ses activités de services.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 13 793 millions d'euros, en hausse de 151 millions d'euros par rapport à 2018. La hausse organique est de 77 millions d'euros (+ 0,6 %).

- Sur le segment France Activités de production et commercialisation, les charges de personnel s'élèvent à 6 032 millions d'euros et sont en légère baisse par rapport à 2018, traduisant les efforts de maîtrise de la masse salariale. Les effectifs moyens sont en baisse de 1,4 % (1) par rapport à 2018 dans l'ensemble des métiers.
- Sur le segment France Activités régulées, les charges de personnel s'élèvent à 3 139 millions d'euros et sont stables par rapport à 2018. Les effectifs moyens d'Enedis sont en légère baisse de 0,2 % par rapport à 2018.
- EDF Renouvelables enregistre une hausse organique des charges de personnel de 36 millions d'euros qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs en lien notamment avec une activité soutenue de développement et construction.
- Dalkia enregistre une hausse organique des charges de personnel de 29 millions d'euros qui reflète le développement de ses activités de services.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 798 millions d'euros en 2019, en hausse de 108 millions d'euros par rapport à 2018 soit + 2,9 % (+ 3,3 % en croissance organique).

Au Brésil, la hausse de 127 millions d'euros provient principalement de la taxe ICMS (sans impact EBE).

Les autres produits et charges opérationnels correspondent à un produit net de 6 692 millions d'euros en 2019, en hausse de 690 millions d'euros par rapport à 2018 et en variation organique de + 851 millions d'euros (+ 14,2 %).

- Sur le segment France Activités de production et commercialisation, la hausse organique du produit net pour 628 millions d'euros (+ 15,8 %) est notamment liée à la CSPE.
- EDF Renouvelables enregistre une hausse organique de + 275 millions d'euros provenant principalement de la cession à la compagnie d'électricité irlandaise ESB de 50 % du projet de parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG).

5.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	7 615	6 327	1 288	+ 20,4	+ 16,1
France - Activités régulées	5 101	4 916	185	+ 3,8	+ 0,4
EDF Renouvelables	1 193	856	337	+ 39,4	+ 33,5
Dalkia	349	292	57	+ 19,5	+ 4,8
Framatome	256	202	54	+ 26,7	+ 3,0
Royaume-Uni	772	783	(11)	- 1,4	- 4,6
Italie	578	424	154	+ 36,3	+ 20,8
Autre international	339	240	99	+ 41,3	+ 36,3
Autres métiers	505	858	(353)	- 41,1	- 26,2
EBE GROUPE	16 708	14 898	1 810	+ 12,1	+ 8,4

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 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.

⁽¹⁾ Hors apprentis et contrats d'alternance.



5.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

La contribution du segment **France - Activités de production et commercialisation** à l'EBE du Groupe s'élève à 7.615 millions d'euros. Il est en hausse organique de 1.019 millions d'euros (+ 16,1 %) par rapport à 2018.

Cette forte augmentation s'explique principalement par des effets prix énergie favorables pour un montant estimé de + 2 230 millions d'euros en lien principalement avec l'évolution positive des prix de marché et la hausse du tarif réglementé de ventes de + 7,7 % HT au 1^{er} juin 2019.

La baisse de la production, principalement, nucléaire (- 13,7 TWh) et hydraulique (- 5,8 TWh après pompage) a un effet défavorable estimé à - 899 millions d'euros.

L'érosion des parts de marché et la fin du rattrapage tarifaire, qui avait eu un effet favorable en 2018 sans équivalent en 2019, ont un impact défavorable sur l'EBE estimé à - 211 millions d'euros.

Les charges opérationnelles (1) ont diminué de 342 millions d'euros, soit - 3,9 %, grâce à la maîtrise des achats et de la masse salariale. Ces actions sont engagées dans toutes les entités, avec notamment une baisse du coût des fonctions support et une adaptation des coûts commerciaux, ainsi qu'avec une baisse des coûts opérationnels des parcs nucléaires, hydraulique et thermique.

Par ailleurs, divers éléments pèsent sur l'EBE à hauteur de - 443 millions d'euros, principalement en lien avec des mouvements de provisions nucléaires et des engagements envers le personnel. Les moindres volumes de combustible nucléaire consommés, du fait du niveau de la production, ont un impact légèrement favorable.

5.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 5 101 millions d'euros. Il est en hausse organique de 18 millions d'euros (+ 0,4 %) par rapport à 2018.

L'évolution des prix a un effet positif de + 65 millions d'euros : les indexations du TURPE 5 (2) distribution et transport intervenues au 1er août 2019 sont partiellement compensées par l'optimisation du tarif acheminement par les fournisseurs.

L'activité de prestations de raccordement au réseau est toujours en croissance et contribue positivement à l'évolution de l'EBE pour un montant estimé à + 25 millions d'euros.

L'évolution de l'EBE est par ailleurs portée par la réduction des charges opérationnelles (1) (+ 83 millions d'euros).

En revanche, l'effet climat de l'ensemble de l'année et les indemnités de coupure consécutives aux aléas climatiques du deuxième semestre ont affecté la variation de l'EBE pour un montant total d'environ - 95 millions d'euros.

Par ailleurs, divers éléments ont un effet négatif sur l'EBE pour un montant estimé à - 60 millions d'euros.

5.2.2.3 EDF Renouvelables

La contribution d'**EDF Renouvelables** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 193 millions d'euros. La progression organique de 287 millions d'euros (+ 33,5 %) par rapport à 2018 est tirée par l'activité «Développement-Vente d'Actifs Structurés» du fait, essentiellement de la cession à la compagnie d'électricité irlandaise ESB de 50 % du projet de parc éolien en mer écossais de Neart na Gaoithe (NnG).

L'EBE de production, pénalisé par les cessions intervenues fin 2018 et début 2019, s'établit à 917 millions d'euros. Il est en baisse organique de - 0,9 % par rapport à 2018 malgré un effet prix positif (effet portefeuille).

À fin 2019, les capacités nettes installées s'élèvent à 8,1 GW pour 8,3 GW à fin 2018. Hors transferts d'actifs internes au groupe EDF, les capacités sont en augmentation de + 0,6 GW (+ 7,8 %). Le portefeuille brut de projets en construction atteint un niveau record de 5,0 GW avec 3,4 GW d'éolien (dont 0,9 GW d'éolien offshore en France et en Écosse) et 1,5 GW de solaire.

Les coûts de développement et des fonctions support sont en hausse pour accompagner la croissance de l'activité, l'implantation dans de nouvelles zones ainsi que les projets innovants et de digitalisation.

5.2.2.4 **Dalkia**

L'EBE de **Dalkia** s'établit à 349 millions d'euros, en hausse organique de 14 millions d'euros (+ 4,8 %). Cette évolution est portée par le renforcement de la compétitivité en lien avec le plan de performance opérationnelle et par la maîtrise des frais de structure.

La croissance de l'EBE reflète aussi le fort dynamisme commercial avec notamment le renouvellement de nombreux contrats (80 % de renouvellement sur l'année). Dalkia a signé ou renouvelé de nombreux contrats, en France dans les domaines de la performance énergétique et des réseaux de chaleur (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).

Les ventes des certificats d'économie d'énergie sont en amélioration par rapport à 2018.

5.2.2.5 Framatome

L'EBE de **Framatome** s'élève à 527 millions d'euros (y compris la marge réalisée avec les entités du groupe EDF) en hausse organique de + 3,0 % par rapport à 2018.

La contribution de Framatome à l'EBE du Groupe s'élève à 256 millions d'euros en 2019 en hausse organique de 3,0 % par rapport à 2018. L'évolution tient compte, en 2018, d'une charge de 42 millions d'euros en lien avec la revalorisation des stocks, effectuée dans le cadre de la détermination du bilan d'acquisition de Framatome au 31 décembre 2017.

Les activités « Base installée » et « Contrôle commande » réalisent, dans un marché très concurrentiel, des performances en progrès aux États-Unis et en Allemagne (export à 80 %). L'activité « Base installée » est affectée par une hausse des coûts d'exécution de certains projets à l'export et français.

La rentabilité de l'activité « Fabrication de composants » s'améliore grâce à la progression des productions d'équipements destinés au remplacement de générateurs de vapeur et aux nouveaux projets.

⁽¹⁾ Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre, norme et taux de charge comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

⁽²⁾ Indexation du TURPE 5 distribution de + 3,04 % au 1er août 2019 (- 0,21 % au 1er août 2018) et du TURPE 5 transport de + 2,16 % au 1er août 2019 (+ 3,0 % au 1er août 2018).



L'activité « Combustibles » bénéficie du maintien de son niveau de production et de la livraison d'assemblages pour les EPR de Taishan en Chine.

L'activité « Grands projets » est en croissance avec la montée en puissance du projet EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni (sans impact EBE au niveau du groupe) qui compense la baisse d'activité liée à la mise en service de Taishan en Chine.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie de la poursuite du plan de réduction des coûts de structure.

5.2.2.6 Royaume-Uni

La contribution du Royaume-Uni à l'EBE du Groupe est de 772 millions d'euros en 2019, en baisse organique de 4,6 % par rapport à 2018.

L'EBE est impacté par le recul de la production nucléaire et la mise en place au 1^{er} janvier 2019 d'un plafonnement des tarifs résidentiels de l'électricité et du gaz (*Standard variable tariff*). Ces éléments défavorables sont partiellement compensés par la hausse des revenus de capacité (309 millions d'euros ⁽¹⁾ enregistrés en 2019), suite au rétablissement du dispositif en octobre 2019, et par la hausse des prix réalisés du nucléaire (*circa* + 4 £/MWh).

La production nucléaire s'est établie en 2019 à 51 TWh, en retrait de 8,1 TWh par rapport à 2018. Ce recul s'explique par les prolongations d'arrêts d'Hunterston B et de Dungeness B.

Dans un contexte de forte intensité concurrentielle, le portefeuille de clients résidentiels est en légère augmentation (+ 2 % par rapport à 2018) du fait notamment de la reprise de la base clients du fournisseur TOTO Energy (2). De plus, le segment des clients professionnels réalise une bonne performance avec des marges en progrès.

5.2.2.7 Italie

La contribution de l'Italie à l'EBE du Groupe s'élève à 578 millions d'euros, en hausse organique de 88 millions d'euros (+ 20,8 %) par rapport à 2018.

Dans les activités électricité, l'EBE s'accroît, essentiellement du fait de la bonne performance des services système électriques, de la production hydraulique et de la production des nouveaux parcs éoliens (+ 165 MW).

Dans les activités gaz, l'EBE 2019 s'accroit en raison notamment d'une meilleure optimisation des contrats d'approvisionnement gaz long-terme par gazoduc en 2019. En 2018, l'EBE avait été pénalisé par des tensions sur les approvisionnements et des achats à des prix élevés.

La contribution des activités de commercialisation est en baisse par rapport à 2018 du fait de la diminution des marges en électricité et en gaz, notamment sur le segment des clients résidentiels.

Dans les activités de services, les résultats sont en retrait pour les clients grand-comptes et du fait d'éléments favorables non récurrents en 2018.

5.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre International** s'élève à 339 millions d'euros en 2019, en hausse organique de 87 millions d'euros (+ 36,3 %) par rapport à 2018.

En Belgique, l'EBE est en croissance organique de 54 millions d'euros (+ 38,6 %). Cette croissance est portée principalement par le retour de la disponibilité du parc nucléaire, fortement dégradée en 2018, et par l'augmentation de la production des parcs éoliens. Les capacités éoliennes brutes sont en augmentation pour atteindre 519 MW (soit + 18,0 % par rapport à 2018). Malgré un environnement très concurrentiel, les activités de commercialisation affichent une bonne résilience.

Au Brésil, l'EBE est en augmentation organique de 48 millions d'euros (soit + 60,0 %) principalement du fait de la réévaluation en novembre 2018 de 16 % du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale Norte Fluminense. Par ailleurs, cette croissance reflète aussi la bonne performance opérationnelle, avec un niveau de disponibilité historiquement haut, un programme de maintenance moins chargé en 2019 qu'en 2018 et de meilleures conditions d'approvisionnement en gaz.

5.2.2.9 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 505 millions d'euros, en baisse organique de 225 millions d'euros (- 26,2 %) par rapport à 2018.

Une plus-value de cession immobilière significative réalisée en 2018, sans équivalent en 2019, affecte l'évolution de l'EBE de ce segment.

L'activité gazière est impactée par une provision pour contrats onéreux enregistrée en raison de la révision à la baisse des *spreads* à moyen et long terme. Par ailleurs, l'activité gazière est soutenue en 2019 grâce à la compétitivité croissante des moyens de production gaz en Europe et une meilleure utilisation des capacités du Groupe.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 733 millions d'euros en 2019, en hausse organique de 113 millions d'euros (+ 17,9 %) par rapport à 2018. Cette évolution est consécutive à la hausse de la marge de *trading* telle que précisée au niveau du chiffre d'affaires (voir section 5.1.2.9) en raison de fortes volatilités sur les marchés et à des positions favorables sur les marchés électricité et gaz en Europe, ainsi que la bonne tenue des activités aux États-Unis. Grâce à la *joint-venture* constituée le 2 avril 2019 avec JERA, les activités de *trading* et d'optimisation du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) au niveau mondial ainsi que les activités GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) contribuent aussi à cette performance.

⁽¹⁾ Y compris les revenus du 4ième trimestre 2018.

⁽²⁾ Reprise imposée par l'Ofgem, organisme de régulation du gouvernement britannique, suite à la perte de licence de Toto Energy.



5.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en hausse de 23,9 % par rapport à 2018.

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %
EBE	16 708	14 898	1 810	+ 12,1
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	642	(224)	866	n. a.
Dotations aux amortissements	(9 994)	(8 775)	(1 219)	+ 13,9
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(8)	(50)	42	- 84,0
(Pertes de valeur)/reprises	(403)	(290)	(113)	+ 39,0
Autres produits et charges d'exploitation	(185)	(105)	(80)	+ 76,2
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 760	5 454	1 306	+ 23,9

n. a.: non applicable

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 6 760 millions d'euros en 2019, en hausse de 1 306 millions d'euros par rapport à 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.

5.3.1 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 - 224 millions d'euros en 2018 à + 642 millions d'euros en 2019, principalement en lien avec une volatilité plus forte des prix sur les opérations de commodités et en particulier les positions sur le gaz chez Edison.

5.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 1 219 millions d'euros par rapport à 2018. Hors effets de l'application de la norme IFRS 16 (- 634 millions d'euros), hors effets de change (- 25 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 27 millions d'euros), les dotations aux amortissements augmentent de 587 millions d'euros par rapport à 2018.

Le segment **France - Activités de production et commercialisation** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 740 millions d'euros. Retraité de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16, la hausse des dotations aux amortissements est de 450 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par un effet volume lié aux mises en service sur le parc nucléaire et dans une moindre mesure par les amortissements accélérés sur le parc charbon à partir du 1^{er} juin 2019.

Le segment **France - Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 250 millions d'euros. Retraité de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16, la hausse des dotations aux amortissements est de 92 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.

5.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La baisse de 42 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2019 par rapport à 2018 est attribuable au segment **France - Activités régulées**.

5.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2019, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 403 millions d'euros (voir note 14 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

En 2018, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 290 (2) millions d'euros.

5.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

En 2019, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 185 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 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019), ainsi que des provisions pour restructurations dans certaines entités du Groupe.

En 2018, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à - 105 millions d'euros.

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} 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.

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

⁽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.



5.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 806)	(1 712)	(94)	+ 5,5
Effet de l'actualisation	(3 161)	(3 464)	303	- 8,7
Autres produits et charges financiers	4 606	378	4 228	n. a.
RÉSULTAT FINANCIER	(361)	(4 798)	4 437	- 92,5

n. a.: non applicable

- une augmentation de coût de l'endettement financier brut. Hors effet de l'application de la norme IFRS 16 (- 74 millions d'euros) le coût de l'endettement financier brut est stable;
- une variation favorable de l'effet de l'actualisation de 303 millions d'euros, en raison principalement d'une moindre baisse des taux d'actualisation sur les provisions nucléaires en France. Le taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2019, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 1,4 % (respectivement 3,9 % et 1,5 % au 31 décembre 2018);
- une augmentation de 4 228 millions d'euros des autres produits et charges financières en raison principalement de la variation favorable de juste valeur du portefeuille des actifs dédiés (3 534 millions d'euros) en lien avec la forte performance des marchés actions et obligations en 2019 par rapport à 2018.

5.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à - 1 581 millions d'euros en 2019, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,71 % (contre 178 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 27,13 (1) %). L'augmentation de la charge d'impôt de 1 759 millions d'euros entre 2019 et 2018 est essentiellement liée à la hausse du résultat avant impôt (notamment lié à l'augmentation de l'excédent brut d'exploitation et aux variations de plus et moins-value latente sur le portefeuille d'actifs financiers d'EDF SA) de 5 743 millions d'euros, générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 977 millions d'euros en application d'un taux d'impôt sur les bénéfices en France de 34,43 %.

Retraité des éléments non récurrents (principalement variations de plus et moins-value latente sur le portefeuille d'actifs financiers, de pertes de valeur et de cessions), le taux effectif d'impôt courant en 2019 est de 19,1 %, contre 22,6 % (1) en 2018.

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

Le Groupe enregistre un produit de 818 millions d'euros en 2019, contre un produit de 569 millions d'euros en 2018.

Cette variation de + 249 millions d'euros s'explique principalement par la hausse du résultat de CENG.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2019 des pertes de valeur pour un montant total de - 73 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 26 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

5.7 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 2018 et 2019 et, d'autre part, les pertes de valeur relatives à ces actifs comptabilisées pour ces deux périodes (voir note 19 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

5.8 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 27 millions d'euros en 2019, en hausse de 13 millions d'euros par rapport à 2018.

5.9 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 5 155 millions d'euros en 2019, en hausse de 3 978 millions d'euros par rapport à 2018, en raison notamment de l'amélioration du résultat financier.

5.10Résultat net courant

Le résultat net courant (2) s'établit à 3 871 millions d'euros en 2019, en hausse de 57,9 % par rapport à 2018.

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} 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 361 millions d'euros en 2019, en amélioration de 4 437 millions d'euros par rapport à celle de 2018. Cette évolution s'explique par :

⁽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.



6 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

6.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets des activités opérationnelles	14 022	13 364	658	+ 4,9
Flux de trésorerie nets des activités d'investissement	(15 650)	(17 165)	1 515	- 8,8
Flux de trésorerie nets des activités de financement	2 223	3 530	(1 307)	- 37,0
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	595	(271)	866	n. a.
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	3 290	3 692	(402)	- 10,9
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	595	(271)	866	n. a.
Incidence des variations de change	(5)	(95)	90	- 94,7
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	17	13	4	+ 30,8
Incidence des reclassements	37	(49)	86	n. a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	3 934	3 290	644	+ 19,6

n. a.: non applicable.

6.1.1 Flux de trésorerie nets des activités opérationnelles

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôts	5 983	473	5 510	n. a.
Résultat avant impôts des sociétés en cours de cession	(416)	(183)	(233)	n. a.
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	6 399	656	5 743	n. a.
Pertes de valeur/(reprises)	403	290	113	+ 39,0
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	8 328	12 957	(4 629)	- 35,7
Produits et charges financiers	97	718	(621)	- 86,5
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	349	387	(38)	- 9,8
Plus ou moins-values de cessions	(508)	(1 014)	506	- 49,9
Variation du besoin en fonds de roulement	452	470	(18)	- 3,8
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités poursuivies	15 520	14 464	1 056	+ 7,3
Frais financiers nets décaissés	(798)	(1 048)	250	- 23,9
Impôts sur le résultat payés	(922)	(309)	(613)	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES POURSUIVIES	13 800	13 107	693	+ 5,3
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES EN COURS				
D'ABANDON	222	257	(35)	- 13,6
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	14 022	13 364	658	+ 4,9

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

Les flux de trésorerie nets des activités opérationnelles en 2019 s'élèvent à 14 022 millions d'euros, en hausse de 658 millions d'euros par rapport à 2018.

Cette variation traduit une hausse de 1 056 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation des activités poursuivies, qui provient :

 du résultat avant impôts des sociétés intégrées corrigé des pertes de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 15 130 millions d'euros en 2019 contre 13 903 millions d'euros en 2018, soit une augmentation de 1 227 millions d'euros par rapport à 2018;

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

⁽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.

⁽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.

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 :

^{- 986} millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants en 2019 contre - 385 millions d'euros en 2018 ;

 ^{+ 490} millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2019, contre - 145 millions d'euros en 2018.

 ^{+ 1 780} millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2019 (IFRS 9) contre - 745 millions d'euros en 2018.



- de la baisse des charges financières (- 621 millions d'euros par rapport à 2018) ;
- de la baisse des plus-values de cession (506 millions d'euros), correspondant à la réalisation de moindres plus-values en 2019 (liées principalement à la cession NNG dans les renouvelables) par rapport à celles réalisées en 2018 (liées principalement aux cessions immobilières et de Dunkerque LNG).

6.1.2 Flux de trésorerie nets des activités d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets des activités d'investissement se sont élevés à 15 650 millions d'euros en 2019, à comparer à 17 165 millions d'euros en 2018. Les flux de trésorerie nets des activités d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %
Investissements incorporels et corporels	(16 709)	(16 016)	(693)	+ 4,3
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	94	577	(483)	- 83,7
Investissements incorporels et corporels nets	(16 615)	(15 439)	(1 176)	+ 7,6
Acquisitions de titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise	(456)	(484)	28	- 5,8
Cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie cédée	293	1 261	(968)	- 76,8
Variations d'actifs financiers	1 294	(2 367)	3 661	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT POURSUIVIES	(15 484)	(17 029)	1 545	- 9,1
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT EN COURS				
D'ABANDON	(166)	(136)	(30)	+ 22,1
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(15 650)	(17 165)	1 515	- 8,8

n. a.: non applicable.

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels s'élèvent à 16 615 millions d'euros en 2019, en hausse de 1 176 millions d'euros (+ 7,6 %) par rapport à 2018.

Les investissements incorporels et corporels du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2019	2018	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	(6 074)	(5 507)	(567)	+ 10,3
France - Activités régulées	(4 601)	(4 308)	(293)	+ 6,8
EDF Renouvelables	(1 598)	(1 898)	300	- 15,8
Dalkia	(269)	(385)	116	- 30,1
Framatome	(208)	(261)	53	- 20,3
Royaume-Uni	(3 345)	(2 938)	(407)	+ 13,9
Italie	(286)	(271)	(15)	+ 5,5
Autre international	(223)	(199)	(24)	+ 12,1
Autres métiers	(11)	328	(339)	n. a.
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS NETS	(16 615)	(15 439)	(1 176)	+ 7,6

n. a.: non applicable.

Les investissements incorporels et corporels nets sont une des composantes des investissements nets dont la variation est détaillée dans la section 6.2.1.2 « Investissement net (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky) ».

Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)

En 2019, les investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise est de 456 millions d'euros et correspond principalement à des acquisitions de sociétés par EDF Renouvelables.

En 2019, les cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie cédée ont baissé de 968 millions d'euros par rapport à 2018 pour atteindre 293 millions d'euros. Cette variation est principalement liée à la cession en 2018 de Dunkerque LNG.

Variation d'actifs financiers

En 2019, la variation des actifs financiers est de + 1 294 millions d'euros et correspond principalement à des cessions d'actifs liquides (hors actifs dédiés).

En 2018, la variation des actifs financiers est de - 2 367 millions d'euros et correspond principalement à des acquisitions d'actifs liquides (hors actifs dédiés).

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

⁽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.



6.1.3 Flux de trésorerie nets des activités de financement

(en millions d'euros)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle (3)	1 055	1 548	(493)	- 31,8
Dividendes versés par EDF	(58)	(511)	453	- 88,6
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(155)	(183)	28	- 15,3
Achats/ventes d'actions propres	(14)	(3)	(11)	n. a.
Flux de trésorerie avec les actionnaires	828	851	(23)	- 2,7
Émissions d'emprunts	9 080	5 711	3 369	+ 59,0
Remboursements d'emprunts	(6 976)	(2 724)	(4 252)	n. a.
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	493	1 243	(750)	- 60,3
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 280)	(1 329)	49	- 3,7
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée	(589)	(584)	(5)	+ 0,9
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	143	131	12	+ 9,2
Subventions d'investissement reçues	543	351	192	+ 54,7
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 414	2 799	(1 385)	- 49,5
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT POURSUIVIES	2 242	3 650	(1 408)	- 38,6
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT EN COURS D'ABANDON	(19)	(120)	101	- 84,2
FLUX DE TRÉSORERIE NETS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	2 223	3 530	(1 307)	- 37,0

n. a.: non applicable.

En 2019, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 2 223 millions d'euros, en baisse de 1 307 millions d'euros par rapport à 2018. Cette variation traduit principalement :

- des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle en baisse de 493 millions d'euros. En 2019, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle comprennent un montant de 951 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C. En 2018, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle comprenaient un montant de 701 millions de livres sterling encaissés au titre de la cession à Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform de 49 % dans vingt-quatre éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW) et un montant de 743 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C;
- des dividendes versés par EDF en baisse de 453 millions d'euros. En 2019, les dividendes versés comprennent un dividende versé en numéraire de (31) millions d'euros et un acompte sur dividendes de (27) millions d'euros. En 2018, les dividendes versés comprennent un dividende versé en numéraire de (60) millions d'euros et un acompte sur dividendes de (451) millions d'euros;
- des émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) en baisse de 750 millions d'euros. Cette variation est liée à l'émission d'obligations hybrides d'un montant de 500 millions d'euros du 26 novembre 2019 et à l'émission d'obligations supersubordonnées d'un montant de 1,25 milliards d'euros le 25 septembre 2018;
- des émissions (cf. chapitre 7.1.1.2) et remboursements d'emprunts en baisse de 883 millions d'euros.

⁽¹⁾ Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

⁽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⁾ Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.



6.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de 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 41 133 millions d'euros en 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)	2019 ⁽¹⁾	2018 ⁽²⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	16 708	14 898	1 810	+ 12,1
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 943)	(1 245)		
Excédent brut d'exploitation Cash	14 765	13 653		
Variation du besoin en fonds de roulement net	452	470		
Investissements nets (3) (hors cessions 2019-2020, projets Hinkley Point C et Linky)	(11 345)	(11 508)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	303	383		
Cash-flow généré par les opérations (4)	4 175	2 998	1 177	+ 39,3
Cessions d'actifs	531	1 937		
Impôt sur le résultat payé	(922)	(309)		
Frais financiers nets décaissés	(798)	(1 048)		
Actifs dédiés	(394)	(501)		
Dividendes versés en numéraire	(801)	(1 278)		
Cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky	1 791	1 799		
Projets Hinkley Point C et Linky	(2 582)	(2 400)		
Cash-flow Groupe (5)	(791)	(601)		
Emissions emprunts hybrides	493	1 243		
Remboursement emprunts hybrides	(1 618)	(1 329)		
Autres variations monétaires	(470)	(22)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(2 386)	(709)		
Effet de la variation de change	(341)	96		
Autres variations non monétaires	(5 039)	121		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	(7 766)	(492)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession ⁽⁶⁾	21	119		
Endettement financier net ouverture	33 388	33 015		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	41 133	33 388		

- (1) Les comptes au 31 décembre 2019 sont établis en appliquant la norme IFRS 16 à compter du 1^{er} janvier 2019 (voir note 2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).
- (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) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions 2019-2020, ainsi que les investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky.
- (4) 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 échént, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions 2019-2020 et hors investissements dans les projets Hinkley Point C et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.
- (5) 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 aux actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et projets Hinkley Point C et Linky.
- (6) Correspond à l'endettement financier net des activités E&P d'Edison en cours de cession.



6.2.1 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations s'établit à 4 175 millions d'euros en 2019 contre 2 998 millions d'euros en 2018, soit une augmentation 1 177 millions d'euros.

L'EBE (voir section 5.2) ajusté des éléments non *cash* s'élève à 14 765 millions d'euros, en augmentaiton de 1 112 millions d'euros par rapport à 2018.

L'augmentation des éléments non *cash* pour - 698 millions d'euros provient principalement de la variation de juste valeur sur les instruments financiers d'EDF Trading en lien avec l'augmentation de son activité.

6.2.1.1 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 452 millions d'euros en 2019.

Cette variation s'explique principalement par l'évolution favorable du BFR de l'activité optimisation/trading.

Par rapport à décembre 2018, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 18 millions d'euros) s'explique essentiellement par :

- une hausse des charges de CSPE de 1 104 millions d'euros ;
- l'activité optimisation/trading pour + 593 millions d'euros.
- un effet calendaire favorable sur les dettes sociales pour + 630 millions d'euros.

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

Les investissements nets s'élèvent à 11 345 millions d'euros en 2019 contre 11 508 millions d'euros en 2018, soit une baisse de 163 millions d'euros (- 1,4 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2019	2018 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	6 329	5 349	980	+ 18,3
France - Activités régulées	3 622	3 371	251	+ 7,4
EDF Renouvelables	(276)	506	(782)	n. a.
Dalkia	138	293	(155)	- 52,9
Framatome	134	261	(127)	- 48,7
Royaume-Uni	659	606	53	+ 8,7
Italie	344	705	(361)	- 51,2
Autre international	309	373	(64)	- 17,2
Autres métiers	86	44	42	+ 95,5
INVESTISSEMENTS NETS	11 345	11 508	(163)	- 1,4

n. a.: non applicable.

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** augmentent de 980 millions d'euros, soit + 18,3 %. La hausse provient essentiellement des investissements réalisés dans la maintenance nucléaire en lien notamment avec le planning de visite des centrales.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** augmentent de 251 millions d'euros, soit + 7,4 %. %. Cela s'explique principalement par une hausse des dépenses de raccordements clients, de renforcement du réseau et d'amélioration de la qualité de la desserte.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** diminuent de 782 millions d'euros notamment en lien avec la cession partielle du projet écossais de parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » (qui entraine la déconsolidation de la dette d'acquisition réalisée en 2018). L'augmentation du volume des subventions aux États-Unis contribue également à cette évolution.

En Italie, les investissements nets sont en retrait de 361 millions d'euros, principalement en lien avec l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia et de Zephyro en 2018, sans équivalent en 2019.

⁽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 projets Hinkley Point C et Linky).



6.2.2 Cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky

Le cash-flow avant projets Hinkley Point C et Linky s'établit, en conséquence, à 1 791 millions d'euros en 2019 (contre 1 799 millions d'euros (1) en 2018).

6.2.2.1 Cessions 2019-2020

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

6.2.2.2 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 29 844 millions d'euros au 31 décembre 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);
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin décembre 2019, les flux nets de - 394 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus.

6.2.2.3 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 801 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2018 pour 31 millions d'euros et l'acompte de l'année 2019 pour 27 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 (- 589 millions d'euros);
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 154 millions d'euros).

6.2.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'élève en 2019 à - 791 millions d'euros contre - 601 millions d'euros en 2018.

6.2.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement appréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro (2)) a un impact défavorable de - 341 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

6.2.5 Autres variations non monétaires

L'évolution défavorable de - 5 160 millions d'euros par rapport à 2018 est principalement liée à l'application de la norme IFRS 16 à compter du 1er janvier 2019 pour - 4 878 millions d'euros dont - 4 492 millions d'euros porte sur la dette d'ouverture au 1er janvier 2019 et - 386 millions d'euros à la variation de dettes IFRS16 en 2019.

6.3 Ratios financiers

	2019	2018 ⁽¹⁾	2017
Endettement financier net/EBE	2,46	2,24	2,40
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) (2)	42 %	39 %	40 %

⁽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 projets Hinkley Point C et Linky).

⁽²⁾ Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.

⁽¹⁾ L'application de la norme IFRS 16 au 31 décembre 2018 aurait augmenté le cash-flow avant les projets Hinkley Point C et Linky d'environ + 609 millions d'euros.

⁽²⁾ Appréciation de 5,1 % de la livre sterling face à l'euro : 1,175 €/£ au 31 décembre 2019 et 1,118 €/£ au 31 décembre 2018;
Appréciation de 1,9 % du dollar américain face à l'euro : 0,89 €/\$ au 31 décembre 2019 et 0,873 €/\$ au 31 décembre 2018.



7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

7.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par 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.

7.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

7.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2019, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 22 895 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 490 millions d'euros.

Sur l'année 2020, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2019 s'élèvent à 13 357 millions d'euros, dont 3 836 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2019, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

7.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Le 27 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars américains d'obligation senior avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %. Elle démontre la capacité du groupe EDF à attirer une base d'investisseurs très diversifiée sur une maturité très longue.

Par ailleurs, le 2 décembre 2019, EDF a levé une émission obligataire senior de 1,25 milliard d'euros avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Cela représente le montant le plus important levé par un émetteur *corporate* sur le marché EUR à cette maturité.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 41.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2019 s'établit à 15,4 ans contre 13,6 ans au 31 décembre 2018, celle d'EDF SA à 15,9 ans contre 14,2 ans au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2019, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IFRS 9 (valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2019) :

31 décembre 2019		Instruments de couverture (1) G				
(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux	Swaps de change	données sur emprunts		
2019	13 369	(283)	(420)	77		
Entre 2020 et 2023	22 276	(942)	(1 437)	475		
2024 et au-delà	79 998	(920)	(4 068)	478		
TOTAL	115 643	(2 145)	(5 925)	1 030		
dont remboursement de dette principale	66 049					
dont charges d'intérêt	49 594					

⁽¹⁾ Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

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

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

- le cash pooling du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit stand-by aux filiales qui peuvent ainsi se financer en revolving auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le



financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;

la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NeuCP, 10 milliards de dollars américains pour les US CP.

Au 31 décembre 2019, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 785 millions d'euros et de 1 175 millions de dollars US CP. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

Au 31 décembre 2019, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt		Date		Montant de		
(en millions de devises)	Entité	d'émission (1)	Échéance	l'émission	Devise	Taux
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (green bond)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (green bond)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (green bond)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

⁽¹⁾ Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2019, EDF dispose d'un montant global de 10 067 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en décembre 2024. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2019;
- les lignes bilatérales représentent 6 067 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en juin 2024. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est nul. Quatre lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2019, pour des montants de 500 millions d'euros, 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 250 millions d'euros.

EDF Chile bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 107 millions d'euros (maturité septembre 2024). Au 31 décembre 2019, celui-ci est tiré en intégralité.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 257 millions d'euros (40 millions disponibles), ainsi qu'une ligne de crédit pour un montant de 100 millions d'euros qui a été tirée pour 50 millions d'euros au 31 décembre 2019.



7.1.2 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 31 décembre 2019 :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective négative (1)	A-2
EDF	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
E.F	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective stable	A-3
Edison	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective positive (2)	n. a.

n. a. = non applicable.

7.1.3 Gestion du risque de change

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

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

- financement en devises: le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change;
- adossement actif/passif: les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 34 % et 86 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2019 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2019, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

31 décembre 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)	33 360	18 491	51 851	77 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 867	(14 814)	6 053	9 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 269	(1 705)	8 564	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 884	(1 972)	912	1 %
TOTAL DES EMPRUNTS	67 380	-	67 380	100 %

⁽¹⁾ Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

⁽¹⁾ Le 10 octobre 2019, S&P a revu la perspective d'EDF de stable à négative.

⁽²⁾ Le 19 septembre 2019, Moody's a revu la perspective d'Edison de stable à positive.



Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2019.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 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)	51 851	-	51 851
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	6 053	605	6 658
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 564	856	9 420
Emprunts libellés dans d'autres devises	912	91	1 003
TOTAL DES EMPRUNTS	67 380	1 552	68 932

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2019 ⁽¹⁾		Emprunts		Actifs nets
(en millions de devises)	Actifs nets	obligataires	Dérivés	après gestion
USD	5 613	2 850	1 974	789
CHF (Suisse)	29	-	28	1
GBP (Royaume-Uni)	17 717	5 435	504	11 778
PLN (Pologne)	294	-	153	141
BRL (Brésil)	1 202	-	-	1 202
CNY (Chine)	11 148	-	-	11 148

⁽¹⁾ Actifs nets: vision au 31 décembre 2019; dérivés et emprunts obligataires: vision au 31 décembre 2019. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

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

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2019. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

	Au 31 décembre 2019			Au	31 décembre 201	8
(en millions de devises)	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	789	702	70	2 107	1 840	184
CHF (Suisse)	1	1	-	202	179	18
GBP (Royaume-Uni)	11 778	13 843	1 384	11 085	12 392	1 239
CLP (Chili)	-	-	-	(6 663)	(8)	(1)
PLN (Pologne)	141	33	3	154	36	4
BRL (Brésil)	1 202	266	27	1 164	262	26
CNY (Chine)	11 148	1 425	143	9 932	1 261	126

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2019.



7.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

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

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

Au 31 décembre 2019, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 61,0 % à taux fixe et 39,0 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 263 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2019 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,69 % fin 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 31 décembre 2019. L'impact de la variation des taux d'intérêt est stable par rapport à 2018.

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

31 décembre 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	62 128	(21 035)	41 093	-
À taux variable	5 252	21 035	26 287	263
TOTAL DES EMPRUNTS	67 380	-	67 380	263

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) et les dépôts court terme à taux variables détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2019		Impact, en résultat, d'une variation	Valeur après variation
(en millions d'euros)	Valeur	de 1 % des taux d'intérêt	de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	2 487	(25)	2 462

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2019) et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 34 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2019), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

7.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

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

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31,6% en actions fin 2019, soit un montant actions de 4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 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 14,3 % et 8,4 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 237 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2019, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 11,1 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 768 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 31 décembre 2019 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.



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

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 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 48 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 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 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019).

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

	31/12/2019	31/12/2018
Actifs de rendement	19,2 %	19,3 %
Actifs de croissance	42,1 %	36,5 %
Actifs de taux	38,7 %	44,2 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2019, la valeur globale du portefeuille s'élève à 31 624 millions d'euros, contre 27 689 millions d'euros à fin décembre 2018.

La composition du portefeuille est également présentée en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2019.

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



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

	31 décemb	re 2019	31 décembre 2018		
Catégories (en millions d'euros)	Valeur nette comptable (1)	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable (1)	Valeur de réalisation	
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) (2)	2 705	2 926	2 705	2 738	
Dérivés	(10)	(10)	-	-	
Autres titres non cotés	2 826	3 164	2 333	2 618	
ACTIFS DE RENDEMENT	5 521	6 080	5 038	5 356	
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	10 865	12 978	9 370	9 844	
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir		46	20	45	
Autres titre non cotés	263	276	198	219	
ACTIFS DE CROISSANCE	11 128	13 300	9 588	10 108	
Obligations États OCDE et assimilées	4 338	4 548	4 362	4 443	
Obligations personnes morales OCDE hors États et TCN	1 793	1 827	946	950	
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 830	5 038	4 580	4 647	
CSPE après couverture	684	688	2 060	2 080	
Autres titre non cotés	146	142	114	105	
Dérivés	5	1	-	-	
ACTIFS DE TAUX	11 796	12 244	12 062	12 225	
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	28 445	31 624	26 688	27 689	

⁽¹⁾ Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

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

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2019	Performance de l'exercice 2019	31/12/2018	Performance de l'exercice 2018
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Actifs de rendement	6 080	8,9 %	5 356	7,0 %
Actifs de croissance	13 300	25,9 %	10 108	- 7,0 %
Actifs de taux	12 244	5,2 %	12 225	- 0,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	31 624	13,5 %	27 689	- 1,6 %

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

	31/12/2019	Performance de l'exercice 2019	31/12/2018	Performance de l'exercice 2018
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Titres CTE affectés (1)	2 926	12,6 %	2 738	7,0 %
Autres titres non cotés (2) (3)	3 572	6,0 %	2 942	7,9 %
OPCVM Actions (3)	13 024	26,3 %	9 889	- 7,4 %
Obligations, TCN et OPCVM obligataires (3)	11 226	6,1 %	10 010	- 0,8 %
OPCVM monétaires	188	- 0,3 %	30	- 0,3 %
CSPE après couverture	688	0,6 %	2 080	0,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	31 624	13,5 %	27 689	- 1,6 %

⁽¹⁾ Au 31/12/2019 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).

⁽²⁾ Au 31/12/2019 et au 31/12/2018, 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 9,0 % sur l'année 2019 et 7,5 % sur l'année 2018.

⁽³⁾ Y compris dérivés.



Évolution du portefeuille en 2019

Après une année 2018 difficile, l'année boursière 2019 a été une année plus favorable. À l'exception des mois de mai et d'août, les marchés actions ont en effet progressé de manière quasi-continue, ce qui leur a permis d'atteindre de nouveaux records. Ils ont été aidés en cela par un ton conciliant des principales banques centrales.

La Fed et la BCE ont baissé leurs taux directeurs, la BCE a également relancé son programme d'achat d'actifs. La croissance s'est stabilisée, laissant espérer des perspectives de résultats plus positives pour les entreprises. Ces inflexions décisives des banques centrales ont également eu un impact majeur sur les marchés de taux. Contrairement aux attentes de la plupart des investisseurs, les taux des emprunts d'État de la zone euro ont baissé significativement jusqu'à fin août avant d'amorcer une remontée graduelle, qui s'est accélérée en fin d'année. Le bilan pour le marché des obligations reste néanmoins positif puisque les taux allemands à 10 ans sont passés de + 0,25 % à - 0,19 % après une pointe à - 0,71 % fin août. Les actifs obligataires plus risqués ont eu une performance encore plus marquée, les *spreads* de crédit ayant reflué fortement de même que le *spread* de l'État italien (- 0.9 %).

En 2019, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de+ 2 758 millions d'euros, dont + 16 millions d'euros pour la CSPE (+ 24 millions d'euros avant impôt), + 308 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et + 2 434 millions d'euros d'autres titres (+ 3 450 millions d'euros avant impôts).

EDF a continué à investir les flux issus du remboursement de la CSPE en maintenant une allocation prudente – une volatilité moindre que les indices de référence – mais aussi performante que ces mêmes indices. Au global, la performance du portefeuille des actifs dédiés constitué d'actifs de rendement, de croissance et de taux s'est élevée à + 13.5 %.

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. En décembre 2019, EDF SA a acquis auprès d'EDF Renewables US une participation dans des parcs solaires et éoliens aux États-Unis, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés au 31 décembre 2019. Ces nouvelles participations complètent la classe d'actifs « Infrastructures » d'EDF Invest et permettent une diversification de son portefeuille dans les énergies renouvelables. Par ailleurs, EDF Invest a acquis début 2019 un immeuble de bureaux en Allemagne et en décembre 2019 un portefeuille de murs d'hôtels situés en France et en Italie. 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 6,5 milliards d'euros au 31 décembre 2019 contre 5,7 milliards d'euros au 31 décembre 2018. La performance annuelle du portefeuille total d'EDF Invest s'établit au 31 décembre 2019 à 9,0 % y compris CTE.

Grâce à la hausse des marchés cotés, la poche de croissance qui est restée surpondérée toute l'année par rapport à la cible de 40 % est ressortie avec une performance globale de + 25,9 %, se décomposant en + 26,3 % pour les actions cotées et + 9.6 % pour les fonds de croissance. S'agissant des actions cotées, le choix des fonds japonais et émergents a permis de dégager une performance nettement supérieure à celle de leurs indices respectifs. Sur la poche Amérique du Nord où les fonds actifs ont été globalement moins performants, le maintien d'une gestion passive à plus de 85 % a permis de maintenir la performance proche de l'indice malgré la présence de fonds à faible volatilité. La poche européenne a également été légèrement en retrait, même si en fin d'année les fonds choisis ont commencé à rattraper leur retard sur l'indice de référence. Enfin, la gestion des devises a été positive, grâce en particulier à une surpondération sur la Livre Sterling.

S'agissant des actifs de taux, la performance a été satisfaisante en absolu (+ 5,2 %) et en relatif. Le portefeuille d'obligations cotées a réalisé une performance de + 6,1 %, très légèrement en retrait par rapport à son indice de référence. La surpondération crédit qui a été initiée en début d'année et accentuée par la suite, couplée à une bonne performance des supports de gestion, a permis en effet de contrebalancer l'effet taux. Les fonds de taux quant à eux, ont réalisé une performance de + 9,7 % et le portefeuille créances et court terme composé principalement de la créance CSPE une performance de + 0.4 %.

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2019 s'élève à 13 024 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin décembre 2019 à 9,2 % 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 1 198 millions d'euros.

À fin décembre 2019, la sensibilité des obligations cotées (11 226 millions d'euros) s'établissait à 6,1, 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 682 millions d'euros. La sensibilité était de 5,3 à fin décembre 2018.

7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

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

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

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 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 31/03/2019	90 %	8 %	2 %	100 %
au 30/09/2019	90 %	9 %	1 %	100 %



La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et <i>trading</i> d'énergies	Total
au 31/03/2019	6 %	1 %	10 %	77 %	6 %	100 %
au 30/09/2019	7 %	-	11 %	76 %	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.

7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

7.2.1 Politique de risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers (cf. chapitre 2.2.2D « Risques marchés énergies » de l'URD).

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de management des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et trading pour EDF Trading;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du trader et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

7.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un netting des positions amont/aval; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne;
- une fermeture graduelle des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie (1) permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

En ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionalité du dispositif ARENH et des incertitudes sur de possibles évolutions règlementaires de ce dernier (notamment le risque de relèvement jusqu'à 150 TWh du plafond des volumes mis à disposition, dans la cadre de la « La loi Énergie Climat » votée en 2019). Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription incluant des marges de prudence. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription. Ce risque est d'autant plus élevé que le prix énergie + capacité sur le marché de gros est proche du prix de l'ARENH (42 €/MWh).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production, de commercialisation et de trading,

⁽¹⁾ Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.



le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée 3 fois par an au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

7.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 44 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

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

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures, forwards, swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés ⁽¹⁾. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2019, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR (*Value at Risk*) de 35 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

Seule la limite de capital en risques pour opérations sur marchés illiquides a été dépassée en 2019, temporairement et pour un montant très limité. Depuis son instauration, le *stop-loss* n'a par ailleurs jamais été activé.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 44.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 45.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 51 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2019.

9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées au 31 décembre 2019 figure en note 53 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2019.

10 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté dans la section 2 du Document d'Enregistrement Universel 2019. L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 2 du Document d'Enregistrement Universel 2019. Cette présentation des principaux risques décrit les risques et incertitudes majeurs auxquels le Groupe est soumis. Le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

⁽¹⁾ EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.



11 PERSPECTIVES

Objectifs 2020

- EBE (1): compris entre 17,5 et 18,0 milliards d'euros ;
- Charges opérationnelles ⁽²⁾: stables en €₂₀₁₉;
- Investissements net totaux hors acquisitions et cessions du Groupe 2019-2020 : environ 15,5 milliards d'euros par an;
- Cession Groupe 2019-2020 (3): entre 2 et 3 milliards d'euros;
- Endettement financier net/EBE (1): ≤2,6x
- Taux de distribution cible du résultat net courant (4) (5): 45 % 50 %.

Ambitions 2021

- Endettement financier net/EBE (1): ≤2,7x
- Taux de distribution cible du résultat net courant (5): 45 % 50 %.

⁽¹⁾ Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2020 et d'hypothèses de production nucléaire France comprises entre 375 TWh et 390 TWh pour 2020.

⁽²⁾ Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre, norme et taux de charge comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

⁽³⁾ L'objectif intègre l'exécution de l'option de vente des titres CENG en 2020. La réalisation de l'opération est susceptible d'être différée à 2021 en fonction du calendrier d'obtention des autorisations réglementaires.

⁽⁴⁾ Avec l'État engagé à opter pour un paiement en actions pour le solde 2019 et au titre de l'exercice 2020.

⁽⁵⁾ Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisés en fonds propres.