



Société anonyme
au capital de 1 505 133 838 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2018

RÉSULTATS DU GROUPE

SOMMAIRE

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	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	8
2.3	Conditions climatiques : températures et pluviométrie	8
3	ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2018	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	11
5	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2017 ET 2018	12
5.1	Chiffre d'affaires	12
5.2	Excédent brut d'exploitation (EBE)	15
5.3	Résultat d'exploitation	18
5.4	Résultat financier	19
5.5	Impôts sur les résultats	19
5.6	Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	19
5.7	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	20
5.8	Résultat net part du Groupe	20
5.9	Résultat net courant	20
6	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS	21
6.1	Cash flow opérationnel	21
6.2	Variation du besoin en fonds de roulement	21
6.3	Investissements nets	22
6.4	Actifs dédiés	23
6.5	Cash flow avant dividendes	23
6.6	Dividendes versés en numéraire	23
6.7	Cash flow Groupe	23
6.8	Effet de la variation de change	23
6.9	Autres variations monétaires	23
6.10	Ratios financiers	23
7	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	24
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	24
7.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	32
7.3	Gestion des risques assurables	34
8	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	35
9	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	35
10	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES	35
11	PERSPECTIVES	35

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 2018 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2018. 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 2018.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2018 du groupe EDF.

Les données comparatives 2017 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ». Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 31 décembre 2017, sans impact sur l'excédent brut d'exploitation (*cf.* note 2.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2018).

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » est applicable à compter du 1^{er} janvier 2018. Elle définit de nouveaux principes en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, de dépréciation pour risque de crédit des actifs financiers et de comptabilité de couverture. Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. Les modalités de transition et les principales implications de la norme pour le Groupe sont présentées dans la note 2.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2018.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2018 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2018	2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	68 976	64 892	4 084	+ 6,3	+ 4,0
Excédent brut d'exploitation (EBE)	15 265	13 742	1 523	+ 11,1	+ 11,3
Résultat d'exploitation	5 282	5 637	(355)	- 6,3	- 1,9
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	473	3 401	(2 928)	- 86,1	- 79,0
Résultat net part du Groupe	1 177	3 173	(1 996)	- 62,9	- 57,5
Résultat net courant ⁽²⁾	2 452	2 820	(368)	- 13,1	- 7,5

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires. En revanche, l'application au 1^{er} janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

(2) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section 5.9 « Résultat net courant »).

PASSAGE DU RÉSULTAT NET PART DU GROUPE AU RÉSULTAT NET COURANT

(en millions d'euros)	2018	2017
Résultat net part du Groupe	1 177	3 173
Plus-value de cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE ⁽¹⁾	-	(1 289)
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	777	(94)
Pertes de valeur	498	1 030
RÉSULTAT NET COURANT	2 452	2 820
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	1 868	2 255

(1) Holding détenant 100 % de titres RTE (filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie).

EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017 ⁽¹⁾
Actif immobilisé	162 219	156 900
Autres actifs non courants	48 165	47 424
Actifs non courants	210 384	204 324
Stocks et clients	30 137	30 981
Autres actifs courants	39 358	32 845
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 290	3 692
Actif courant	72 785	67 518
Actifs détenus en vue de leur vente	-	-
TOTAL DE L'ACTIF	283 169	271 842
Capitaux propres - part du Groupe	44 469	41 357
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	8 177	7 341
Total des capitaux propres	52 646	48 698
Provisions non courantes	71 772	71 373
Passifs spécifiques des concessions	46 924	46 323
Autres passifs non courants	59 012	58 591
Passif non courant	177 708	176 287
Passif courant	52 815	46 857
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	283 169	271 842

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

CASH FLOW GROUPE

<i>(en millions d'euros)</i>	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe ^{(1) (2)}	(480)	(209)	(271)	- 129,7

(1) 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 opérationnel après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets, dotations et retraits sur actifs dédiés et dividendes (voir la section 6).

(2) Avant augmentation de capital.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2018	31/12/2017	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	59 188	56 846	2 342	+ 4,1
Dérivés de couvertures des dettes	(1 972)	(1 176)	(796)	+ 67,7
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 290)	(3 692)	402	- 10,9
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	(20 538)	(18 963)	(1 575)	+ 8,3
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽¹⁾	33 388	33 015	373	+ 1,1

(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.

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 2018, les prix *spot* de l'électricité ont été supérieurs à ceux de 2017 partout en Europe.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2018 en base (€/MWh)	50,2	64,9	61,3	44,5	55,3
Variation 2018/2017 des moyennes en base	+ 11,6 %	+ 25,4 %	+ 13,6 %	+ 30,0 %	+ 24,0 %
Moyenne 2018 en pointe (€/MWh)	59,1	70,0	67,9	52,1	64,8
Variation 2018/2017 des moyennes en pointe	+ 10,1 %	+ 23,5 %	+ 10,0 %	+ 22,0 %	+ 18,4 %

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

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 50,2 €/MWh en base et à 59,1 €/MWh en pointe en 2018, en hausse de respectivement 5,2 €/MWh et 5,4 €/MWh par rapport à 2017. Cette hausse s'explique surtout par une hausse des prix de toutes les commodités entre mars et septembre, par une vague de froid fin février 2018, ainsi que par un été très peu venteux partout en Europe.

En 2018, la demande française s'est établie à 475,2 TWh, en baisse de 4,6 TWh par rapport à 2017. Les moyens thermiques à flamme ont été moins sollicités, alors que la disponibilité du parc nucléaire et la production hydraulique étaient en forte hausse (respectivement + 14,1 TWh et + 9,4 ⁽²⁾ TWh par rapport à 2017). Les productions éolienne et photovoltaïque ont de leur côté connu une hausse respective de 4,0 TWh et 0,8 TWh pour atteindre respectivement 26,8 TWh et 9,7 TWh en 2018. D'autre part, le solde exportateur de la France a augmenté cette année de 23,0 TWh ⁽³⁾ par rapport à 2017, en lien notamment avec une forte augmentation vers la zone Central West Europe (CWE) entre mai et juillet puis entre septembre et décembre due à une faible production éolienne en Allemagne et à la hausse des prix du CO₂ impactant fortement les prix outre-Rhin (+ 8,2 TWh entre mai et juillet puis + 10,4 TWh entre septembre et décembre sur le solde exportateur de la France comparé à 2017).

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont augmenté de 13,2 €/MWh par rapport à 2017, en s'établissant en moyenne à 64,9 €/MWh en 2018. Cette hausse a débuté en mars, mois à partir duquel les prix moyens mensuels ont tous connu une hausse d'environ 33 % par rapport à 2017 (+ 16 €/MWh en moyenne) en raison de la hausse des prix des combustibles. À noter également, une hausse importante des prix lors de la vague de froid de fin février - début mars 2018, dont l'effet a été accentué par une tension sur le gaz consécutive aux indisponibilités fortuites sur un champ norvégien et sur l'interconnexion avec les Pays-Bas, alors même que le site de stockage en gaz de Rough venait d'être fermé.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 7,4 €/MWh par rapport à 2017 pour s'établir en moyenne à 61,3 €/MWh en 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à octobre où les prix ont augmenté d'environ 28 % par rapport à 2017, suite à la hausse des prix des combustibles, alors que les prix sur janvier avaient été inférieurs de 32 % en raison de températures plus clémentes en 2018.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont augmenté de 10,3 €/MWh par rapport à 2017 pour s'établir en moyenne à 44,5 €/MWh en 2018. Malgré une baisse des prix sur janvier de 22,9 €/MWh par rapport à 2017 en raison de températures plus clémentes, les prix ont été tirés à la hausse par la reprise des cours des commodités, notamment le CO₂ et le charbon qui ont un fort impact sur les coûts de fonctionnement du parc allemand, ainsi que par un mois de juin peu venteux. Depuis juin, les prix mensuels ont ainsi augmenté de près de 20 €/MWh en moyenne par rapport à 2017. La production éolienne est en hausse de 2,7 TWh par rapport à 2017 pour s'établir à 108,6 TWh en 2018. La production photovoltaïque a de son côté connu une hausse de 4,8 TWh par rapport à 2017 pour s'établir à 41,2 TWh sur l'année 2018. À fin décembre 2018, les puissances installées éoliennes et photovoltaïques en Allemagne sont respectivement d'environ 59 GW et 46 GW. Plusieurs épisodes caractérisés par des productions éoliennes et photovoltaïques importantes ont donné lieu à des prix négatifs (134 heures en 2018 contre 146 heures en 2017). Le prix horaire le plus bas a été atteint le 1^{er} janvier à - 76,0 €/MWh.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 10,7 €/MWh par rapport à 2017, s'établissant en moyenne à 55,3 €/MWh en 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à novembre où les prix ont augmenté d'environ 44 % par rapport à 2017, en lien avec la hausse des prix des combustibles, alors que les prix sur janvier étaient inférieurs de presque 50 % en raison de températures plus clémentes. Les prix *spot* en fin d'année ont également été tirés à la hausse par la faible disponibilité du parc nucléaire opéré par le groupe Engie. De mi-septembre à fin décembre, 5 des 7 tranches belges sont en effet à l'arrêt et une sixième tranche a dû être arrêtée pour maintenance entre mi-octobre et mi-novembre.

(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) 9,4 TWh bruts et 9,1 TWh nets de pompage.

(3) Source : ENTSO-E Transparency Website.

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

	France	Royaume- Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2019 à terme en base sur l'année 2018 (€/MWh)	48,9	60,1	59,0	44,1	51,0
Variation 2018/2017 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 27,9 %	+ 20,1 %	+ 26,7 %	+ 36,1 %	+ 36,9 %
Prix à terme du contrat annuel 2019 en base au 31 décembre 2018 (€/MWh)	61,6	65,3	66,8	55,8	60,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2019 à terme en pointe sur l'année 2018 (€/MWh)	62,1	65,8	66,8	54,2	63,7
Variation 2018/2017 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 24,3 %	+ 18,2 %	+ 26,6 %	+ 33,8 %	+ 33,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2019 en pointe au 31 décembre 2018 (€/MWh)	75,6	71,1	75,7	67,8	73,3

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en hausse en moyenne par rapport à 2017, cette hausse s'expliquant par celle des prix des commodités charbon, gaz et CO₂.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 48,9 €/MWh, en hausse de 27,9 % par rapport à l'année 2017. Cette hausse s'explique principalement par celle des prix des combustibles et du CO₂, le prix moyen du charbon ayant augmenté de 18 %, celui du gaz de 22 % et celui du CO₂ ayant pratiquement triplé entre 2017 et 2018. Le produit Calendar N+1 a clôturé l'année 2018 à 61,6 €/MWh.

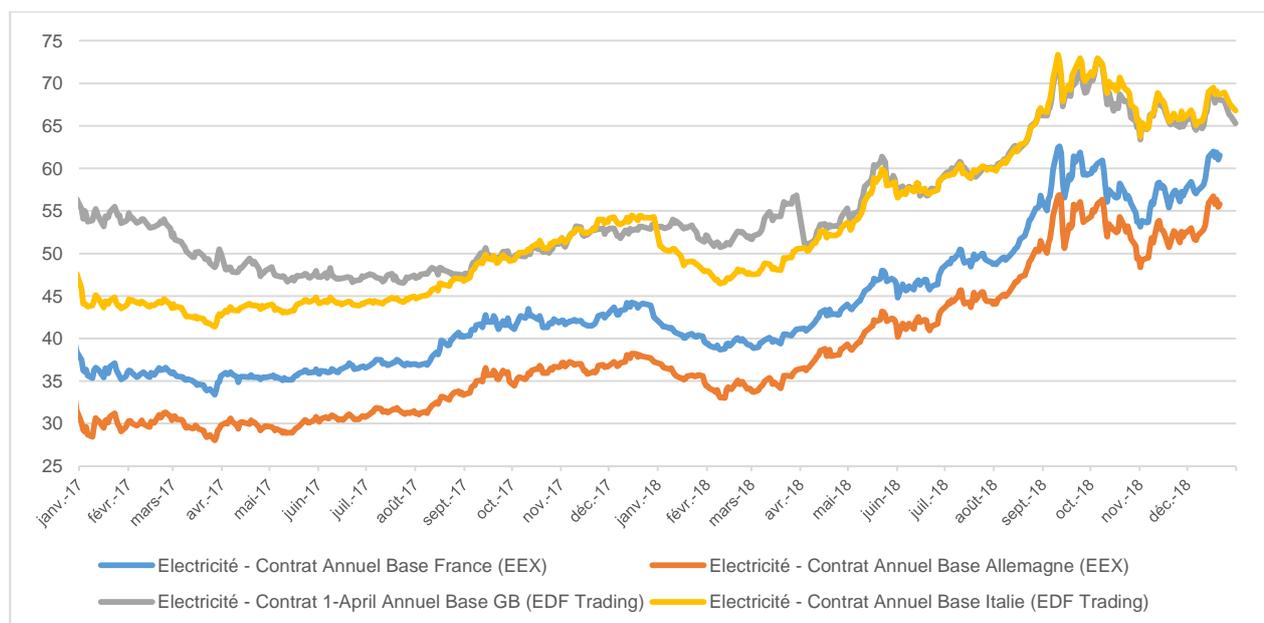
Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a augmenté de 20,1 % pour s'établir à 60,1 €/MWh en moyenne sur l'année 2018 en raison de la hausse des prix du gaz et du CO₂ entre les deux années, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base a également augmenté, pour s'établir en moyenne à un prix de 59,0 €/MWh en 2018, soit 26,7 % plus élevé que l'an dernier. Cette hausse s'explique par la forte hausse des prix du gaz et du CO₂, dont dépend beaucoup la formation du prix de l'électricité en Italie.

En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N+1 en base a connu une hausse de 36,1% par rapport à 2017, pour s'établir à 44,1 €/MWh en moyenne sur l'année 2018. Cette hausse s'explique par celle du prix des combustibles et du CO₂ entre les deux années. En effet, les moyens charbon contribuent toujours fortement à la formation du prix allemand, et sont plus fortement impactés que les moyens gaz par la hausse du prix du CO₂.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de près de 37 % à 2017, s'établissant en moyenne à 51,0 €/MWh en 2018, en raison de la hausse des prix des combustibles et du CO₂. Cette augmentation s'explique également par des annonces relatives aux arrêts des tranches 2 et 3 de Tihange sur fin 2018 qui ont eu un fort effet haussier sur les prix à partir du 21 septembre avant de se dégonfler mi-octobre suite à diverses annonces sur la mise en place de mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays durant l'hiver.

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



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

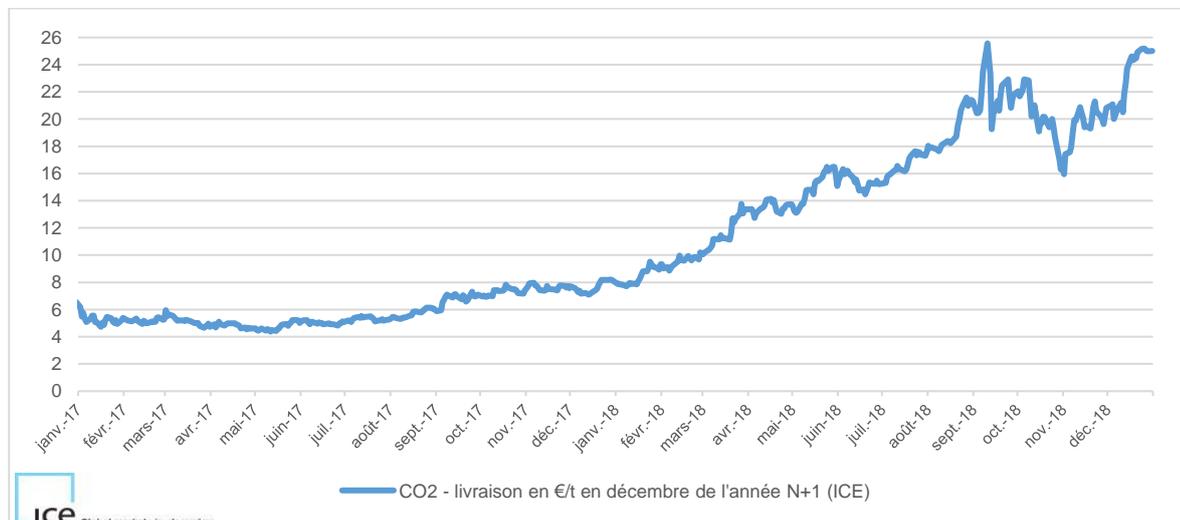
Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2018 puis avril 2019 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} 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 25,0 €/t, en hausse de 16,8 €/t par rapport à fin décembre 2017. Le prix du CO₂ a connu une hausse quasi-continue entre janvier et début septembre, dans la continuité de la tendance initiée en septembre 2017 suite à l'accord sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030, accord approuvé par le Parlement européen en février 2018. Dans ce contexte haussier, de nombreux acteurs spéculatifs qui s'étaient détournés du marché du CO₂ ont fait leur retour, intensifiant la tendance et augmentant la volatilité du marché.

→ 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 2018	87,0	71,7	20,9
Variation 2018/2017 des moyennes annuelles	+ 18,0 %	+ 31,0 %	+ 21,9 %
Plus haut sur l'année 2018	100,0	86,3	27,4
Plus bas sur l'année 2018	72,8	50,5	16,9
Prix au 31 décembre 2018	85,9	53,8	20,4
Prix au 31 décembre 2017	90,3	66,9	18,2

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 87,0 US\$/t en 2018, en hausse de 18 % (+ 13,3 US\$/t) par rapport à 2017, bien qu'il ait clôturé l'année en baisse de 4,4 US\$/t par rapport à la fin d'année précédente. Au cours du premier trimestre 2018, le prix du charbon a connu une baisse (- 13 US\$/t) en raison de la baisse du prix du pétrole et d'une offre abondante en Asie, notamment en Indonésie où un changement réglementaire pousse les producteurs à se tourner vers l'export. Porté par une reprise du prix du pétrole et une hausse de la demande chinoise et indienne, le prix du charbon a augmenté de plus de 27 US\$/t entre fin mars et début octobre. Après avoir été proche de la barre des 100 US\$/t le 3 octobre, les prix ont connu une forte baisse sur le dernier trimestre (- 15 US\$/t) suite à la baisse du prix du pétrole, à la limitation des importations chinoises et à des stocks importants dans les ports du Benelux en raison du niveau bas du Rhin limitant l'acheminement vers les centrales allemandes.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 71,7 US\$/bbl en 2018, en hausse de 31 % (+ 16,9 US\$/bbl) par rapport à 2017, bien qu'il ait clôturé l'année en baisse de 13,1 US\$/bbl par rapport à la fin d'année précédente. Après avoir connu une baisse d'environ 8 US\$/bbl début février suite à des craintes d'un ralentissement de la demande mondiale à court terme, le prix du pétrole a augmenté de manière quasi-continue de mars à mai, les pays de l'OPEP ayant réussi à respecter leur accord de limitation de leur production à un niveau record. Le prix du pétrole est ensuite resté globalement stable durant l'été avant de connaître une forte hausse en septembre suite aux menaces des États-Unis vis-à-vis des pays importateurs de brut iranien. Cette hausse a été de courte durée, le dernier trimestre ayant été marqué par une chute du prix du pétrole (- 29 US\$/bbl) tirée par des sanctions moins sévères que prévues envers l'Iran et des niveaux très élevés de production en Russie et aux États-Unis.

En 2018, le contrat annuel **gazier** pour livraison en N+1 sur le hub français PEG s'est échangé en moyenne à 20,9 €/MWh, en hausse de près de 22 % (+ 3,8 €/MWh) par rapport à 2017. L'année 2018 a été marquée par la fusion des zones PEG Nord et TRS le 1^{er} novembre pour former une zone de marché unique nommée PEG. Durant le premier trimestre 2018, le contrat annuel gazier est resté globalement stable. La hausse a principalement eu lieu entre avril et septembre et s'explique notamment par la reprise des cours du pétrole, les contrats long terme étant indexés en partie sur les prix du pétrole, et par des tensions sur le niveau de stockage à court terme qui se sont répercutées sur les prix à long terme. Porté par la chute du prix du pétrole, le dernier trimestre a été marqué par une baisse du prix du gaz (- 6,7 €/MWh) en raison d'un très bon approvisionnement en GNL en Europe ainsi que d'un niveau de stockage confortable alors que les météorologues prévoient un hiver relativement doux.

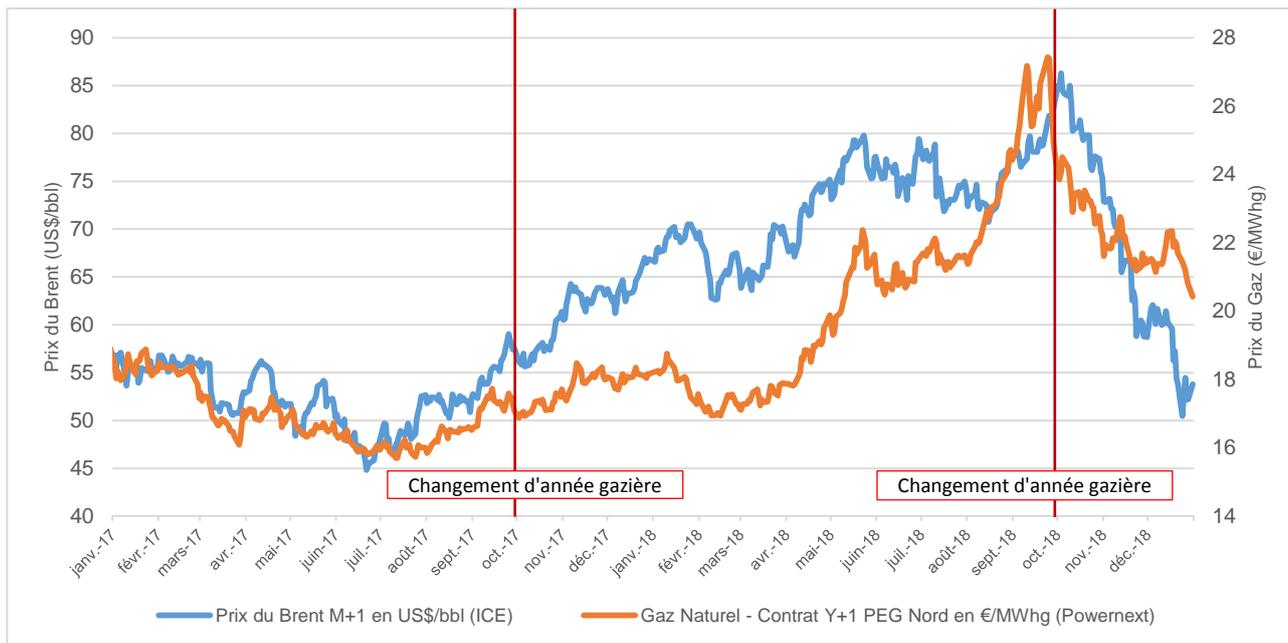
(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020) ;

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

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

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

→ Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



2.1.5 Consommation d'électricité et de gaz en France

En 2018, la consommation d'électricité en **France** ⁽¹⁾ a atteint 478,2 TWh, un niveau légèrement inférieur (- 0,8 %) à 2017. L'année 2018 a été plus chaude que l'année 2017, avec en moyenne annuelle 13,4°C en 2018 et 12,8°C en 2017.

Le premier trimestre 2018 a été particulièrement contrasté. Le mois de janvier a été très doux (+ 3,0° C au-dessus de la normale) puis février et mars ont été très froids (avec respectivement - 3,5°C et - 1,1° C en dessous des normales). Corrigée de l'effet climat, la consommation française d'électricité est légèrement inférieure par rapport à 2017 (- 0,3 %).

La consommation de gaz naturel en **France** ⁽²⁾ a baissé de - 4,7 % en 2018 par rapport à 2017, pour s'établir à 470,0 TWh. En février et mars, des températures plus basses qu'en 2017 ont entraîné une forte augmentation de la demande en chauffage. Néanmoins, 2018 se caractérise par une baisse globale de la consommation due à une moindre sollicitation des centrales à gaz pour la production d'électricité sur toute l'année (- 11 TWh,) ainsi qu'à des températures plus clémentes, particulièrement en janvier et décembre, induisant une baisse de la demande en chauffage.

2.1.6 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2018, la consommation d'électricité en **Italie** ⁽³⁾ est quasi stable par rapport à 2017 (+ 0,4 %). La baisse de la production thermoélectrique et solaire a été compensée par une augmentation de la production hydroélectrique et des importations nettes.

La demande intérieure de gaz naturel en **Italie** ⁽⁴⁾ a diminué de 3,4 % en raison des températures exceptionnellement élevées pendant le dernier trimestre 2018, induisant une baisse des consommations sur le marché résidentiel et de la production thermique.

2.2 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente ont évolué :

- de + 0,7 % pour les tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1^{er} février 2018 ;
- de - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1^{er} août 2018.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a procédé à deux changements des tarifs variables résidentiels :

- une hausse de 2,7 % des tarifs résidentiels de l'électricité le 7 juin 2018 ;
- puis une hausse de 6,1 % des tarifs électricité et de 6 % des tarifs gaz le 31 août 2018.

Cette hausse s'explique principalement par la hausse des prix sur les marchés de gros.

2.3 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2018 s'est terminée avec une moyenne de + 0,7° C au-dessus de la normale. Seuls les mois de février et mars ont été inférieurs à la normale. Le mois de janvier a été particulièrement doux (+ 3° C au-dessus de la normale), ainsi que juillet et décembre (+ 2°C au-dessus des normales). En 2018, la température moyenne annuelle en France a été de 13,4° C, ce qui est un record de douceur depuis 1900.

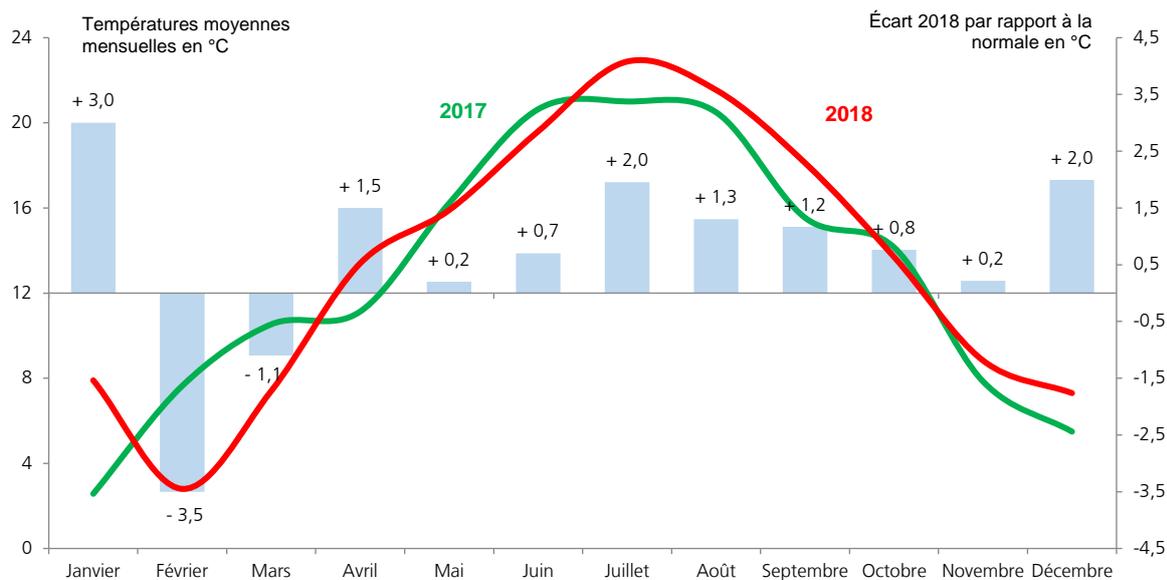
(1) Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE (données du mois de décembre 2018 estimées car non disponibles à ce jour).

(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.

→ Températures ⁽¹⁾⁽²⁾ en France en 2018 et 2017



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

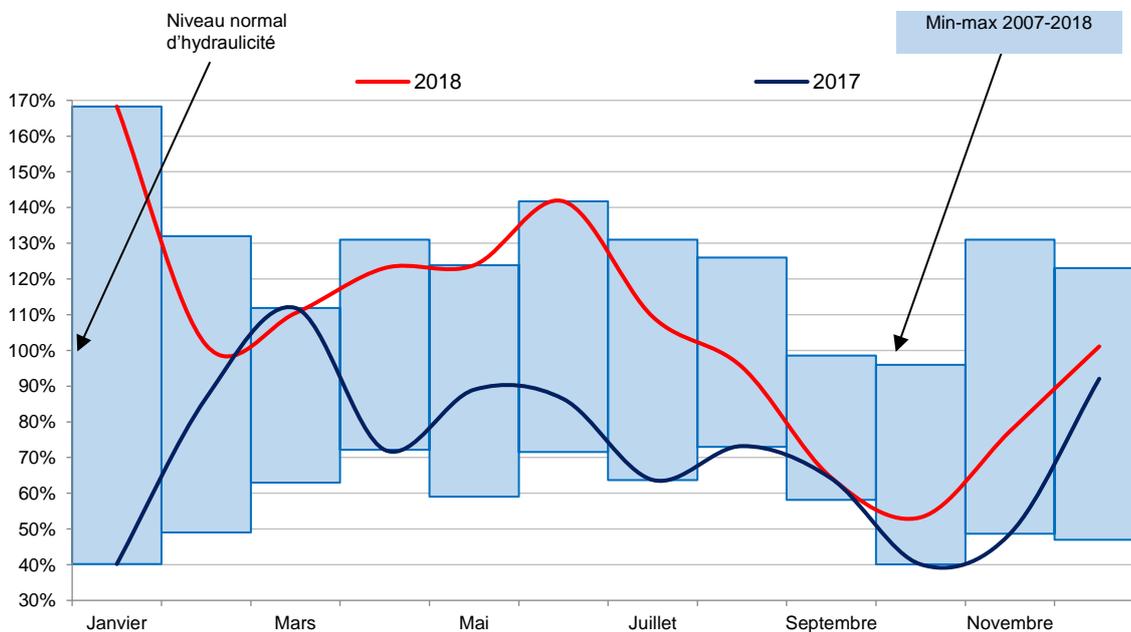
(2) Source Miréor (données Météo France).

Concernant la pluviométrie, l'année 2018 a été contrastée avec :

- un premier semestre marqué par une pluviométrie excédentaire 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 deuxième semestre avec un important déficit de précipitation sur une grande partie de l'Europe, notamment sur la France, l'Allemagne et toute la Scandinavie.

En 2018, la pluviométrie annuelle ressort comme excédentaire sur tout le Sud de l'Europe et déficitaire sur l'Europe Centrale et la Scandinavie.

→ Hydraullicité en France en 2018 et 2017 ⁽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 très abondantes sur la première partie de l'année et ont conduit durant l'hiver à un enneigement exceptionnel sur tous les massifs montagneux. Puis l'été et l'automne ont été très secs et très chauds conduisant à une dégradation progressive de l'hydraulicté et à un étiage en automne très sévère sur la moitié Nord du pays.

Conséquence de cette météorologie contrastée, l'hydraulicté France a été assez excédentaire sur tous les mois du premier semestre 2018 (parmi les plus forts excédents depuis 40 ans), pour devenir déficitaire sur la deuxième partie de l'année. En 2018, elle reste toutefois légèrement excédentaire d'environ 10 %.

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2018 ⁽¹⁾

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 15 mars 2018, du document de référence 2017 (voir sections 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2017 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

3.1 Événements majeurs

3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

EDF Renouvelables ⁽²⁾

- En 2018, EDF Renouvelables a procédé à différentes mises en service, signé des contrats d'achat d'électricité et réalisé de nouveaux projets.
- EDF Renouvelables est entré en négociations exclusives pour l'acquisition du Groupe Luxel, acteur du solaire en France (cf. communiqué de presse (CP) du 14 février 2019).
- EDF Renouvelables et le Groupe SITAC ont signé un contrat de vente d'électricité pour 300 MW de projet éolien en Inde (cf. CP du 4 février 2019).
- EDF Renouvelables a signé un contrat avec York Nebraska Wind Partners, LLC, un partenariat constitué d'Aksamit Resource Management, LLC et de York Capital Management, portant sur l'acquisition du projet éolien Milligan 1 de 300 MW (cf. CP du 17 janvier 2019).
- Le consortium EDF Renouvelables-Masdar a remporté un projet éolien de 400 MW en Arabie Saoudite (cf. CP du 11 janvier 2019).
- EDF Renouvelables et Shell ont investi dans le New Jersey pour le développement de projets éoliens en mer (cf. CP du 20 décembre 2018 et note 3.8.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF Renouvelables a annoncé le *repowering* du parc éolien d'Eckolstätt en Allemagne (cf. CP du 11 décembre 2018).
- EDF Renouvelables a signé un contrat avec Shell Energy North America pour la fourniture de 132 MWC d'énergie solaire en Californie (cf. CP du 15 novembre 2018).
- EDF Énergies Nouvelles est devenue EDF Renouvelables (cf. CP du 6 septembre 2018) et EDF Renouvelables est devenue EDF Renewables à l'international (cf. CP du 12 avril 2018).
- EDF Renouvelables a remporté 276 MW de projets éoliens au Brésil (cf. CP du 5 septembre 2018).
- EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW) (cf. CP du 29 juin 2018 et note 3.8.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- La réalisation des trois projets éoliens en mer de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire, qu'EDF Renouvelables développe avec ses partenaires Enbridge Inc. et WPD, a été confirmée (cf. CP du 20 juin 2018).
- EDF Renouvelables a acquis un projet de parc éolien en mer de 450 MW en Écosse auprès de Mainstream Renewable Power (cf. CP du 3 mai 2018 et note 5.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

Hydraulique

- EDF, IFC et la République du Cameroun ont signé les accords engageants et définitifs pour la construction du barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun (cf. CP du 8 novembre 2018). Le *closing* financier a eu lieu le 24 décembre 2018. À cette occasion, l'actionariat a évolué avec l'entrée d'Africa50 (15 %) et STOA (10 %). IFC a désormais 20 %, la République du Cameroun 15 % et EDF reste à 40 %.

EDF Pulse Croissance

- EDF Nouveaux Business devient EDF Pulse Croissance.
- EDF et McPhy ont signé un accord de partenariat pour le développement de l'hydrogène décarboné en France et à l'international (cf. CP du 5 juin 2018).

3.1.2 Services Énergétiques Groupe

- Edison, à travers sa filiale Fenice, a acquis le contrôle de Zephyro SpA. et a lancé une offre publique d'achat (cf. CP du 2 juillet 2018).
- Dalkia, qui détenait 75 % de Dalkia Wastenergy (anciennement Tiru), a acquis les 25 % d'actions détenues jusqu'alors par le groupe Engie (cf. CP du 30 mars 2018 disponible sur le site internet www.dalkia.fr).

3.1.3 Filière nucléaire

- Projet EPR de Flamanville 3 :
 - soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville : EDF a mis en place des actions correctives et a ajusté le planning ainsi que l'objectif de coût de construction (cf. CP du 25 juillet 2018 et note 3.10 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018) ;
 - le début des essais dits « à chaud » est désormais prévu pour la deuxième quinzaine de février (cf. CP du 21 janvier 2019 et note 3.10 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018) ;
 - l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai prochain. Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN (cf. CP du 31 janvier 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

- Le premier des deux EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine est entré en exploitation commerciale (cf. CP du 14 décembre 2018 et note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF et Nawah ont signé un accord-cadre pour accompagner l'exploitation et la maintenance de la centrale nucléaire de Barakah aux Émirats Arabes Unis (cf. CP du 22 novembre 2018).
- EDF et GE ont signé un accord de coopération stratégique dans le cadre du projet de construction de 6 EPR en Inde (cf. CP du 26 juin 2018).

3.2 Plan de cession d'actifs

- EDF a cédé un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activité à Colony Capital (cf. CP du 29 novembre 2018 et note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a finalisé la cession de sa participation au capital de Dunkerque LNG (cf. CP du 30 octobre 2018 et note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

3.3 Structure financière

- EDF a finalisé la syndication d'une ligne de crédit innovante indexée sur des critères ESG (cf. CP du 27 novembre 2018 et note 3.7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a annoncé le succès de l'opération de refinancement de certaines souches d'obligations hybrides (cf. CP du 3 octobre 2018 et notes 3.5 et 3.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a levé 1,25 milliard d'euros avec une émission obligataire hybride et a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros (cf. CP du 25 septembre 2018 et notes 3.4 et 3.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a levé 3,75 milliards de dollars US avec une émission obligataire senior multi-tranches en dollars US (cf. CP du 19 septembre 2018 et note 3.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 4.1 « Programmation pluri-annuelle de l'énergie (PPE) » ;
- 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

- Philippe Sasseigne a été nommé Directeur Exécutif en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (cf. CP du 8 février 2019).
- EDF a annoncé le paiement d'un acompte sur dividende en numéraire de 0,15 euros par action au titre de l'exercice 2018 (cf. CP du 6 novembre 2018 et note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- Résultat de l'option pour le paiement du solde du dividende en actions au titre de l'exercice 2017 (cf. CP du 15 juin 2018 et note 27.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- Nomination de Bruno Bensasson au sein du Comité exécutif du groupe EDF en tant que Directeur exécutif Groupe en charge du Pôle énergies renouvelables (cf. CP du 30 mars 2018).
- Edison a finalisé l'acquisition d'Edison Énergie (ex Gas Natural Vendita Italia) (cf. CP du 22 février 2018 et note 5.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

4 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

5 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2017 ET 2018

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2017 et 2018 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 ⁽¹⁾, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

En 2018, compte tenu de ses enjeux stratégiques, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Renouvelables et Dalkia, précédemment inclus dans le segment « Autres métiers ». Les segments retenus par le Groupe sont détaillés dans la note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

(en millions d'euros)	2018	2017 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	68 976	64 892
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(32 901)
Autres consommations externes	(9 364)	(8 739)
Charges de personnel	(13 960)	(12 456)
Impôts et taxes	(3 697)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	6 052	6 487
Excédent brut d'exploitation	15 265	13 742
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(224)	(355)
Dotations aux amortissements	(9 006)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	(58)
(Pertes de valeur)/reprises	(598)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	1 363
Résultat d'exploitation	5 282	5 637
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	(1 778)
Effet de l'actualisation	(3 486)	(2 959)
Autres produits et charges financiers	393	2 501
Résultat financier	(4 809)	(2 236)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	473	3 401
Impôts sur les résultats	149	(147)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	569	35
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	1 191	3 289
Dont résultat net - part du Groupe	1 177	3 173
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	14	116
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)		
Résultat par action	0,20	0,98
Résultat dilué par action	0,20	0,98

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires. En revanche, l'application au 1^{er} janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

5.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en croissance de 6,3 % et en hausse organique de 4,0 % par rapport à 2017.

5.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2018	2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	68 976	64 892	4 084	+ 6,3	+ 4,0

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

(1) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présentée en effet périmètre.

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 68 976 millions d'euros en 2018, en hausse de 4 084 millions d'euros (+ 6,3 %). Hors effets de change (- 203 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling, du dollar américain et du real brésilien face à l'euro et hors effets de périmètre (+ 1 713 millions d'euros) liés principalement à l'acquisition de Framatome et à la cession des actifs d'EDF Polska, le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 4,0 %.

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)	2018	2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation ⁽²⁾	26 096	25 084	1 012	+ 4,0	+ 4,0
France - Activités régulées ⁽³⁾	16 048	15 836	212	+ 1,3	+ 1,3
EDF Renouvelables	1 505	1 280	225	+ 17,6	+ 8,4
Dalkia	4 189	3 751	438	+ 11,7	+ 8,5
Framatome	3 313	-	3 313	-	-
Royaume-Uni	8 970	8 688	282	+ 3,2	+ 3,9
Italie	8 507	7 722	785	+ 10,2	+ 6,2
Autre international	2 411	3 166	(755)	- 23,8	+ 3,4
Autres métiers	2 601	2 475	126	+ 5,1	+ 5,3
Éliminations inter-segments	(4 664)	(3 110)	(1 554)	+ 50,0	+ 4,2
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	68 976	64 892	4 084	+ 6,3	+ 4,0

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires et de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).

(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).

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 26 096 millions d'euros, en hausse organique de 1 012 millions d'euros (+ 4,0 %) par rapport à 2017.

La revente des obligations d'achat connaît une évolution positive en raison de la hausse de la production d'électricité d'origine renouvelable et de la hausse des prix de marché avec un impact positif sur le chiffre d'affaires estimé à + 606 millions d'euros (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur le chiffre d'affaires pour un montant estimé à + 220 millions d'euros dans la mesure où l'effet négatif de l'érosion des ventes aux clients finals en électricité est plus que compensé par des effets prix électricité favorables et par la croissance du chiffre d'affaires commercialisation gaz.

Les ventes de certificats de capacité ont un impact positif de + 55 millions d'euros par rapport à 2017.

Les évolutions de la part hors acheminement des tarifs réglementés de ventes ⁽²⁾ ont un effet positif d'environ + 48 millions d'euros.

Les volumes ARENH vendus et le solde des achats et des ventes sur le marché de gros, hors climat, demande et pertes clients, ont un impact négatif sur le chiffre d'affaires estimé à - 203 millions d'euros.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 393,2 TWh à fin décembre 2018, en hausse de 14,1 TWh par rapport à 2017. Cette hausse de la production s'explique par une meilleure disponibilité du parc en 2018 par rapport à 2017 qui avait été marquée par plusieurs arrêts de réacteurs liés notamment aux dossiers de fabrication de l'usine du Creusot, par la problématique de « ségrégation carbone » et par l'arrêt provisoire des quatre unités de production de la centrale de Tricastin.

La production hydraulique s'élève à 46,5 TWh ⁽³⁾, en hausse de 25,4 % (+ 9,4 TWh) par rapport à 2017. Cette hausse s'explique par une hydraulité très défavorable en 2017 et favorable en 2018 (voir section 2.3 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques ont été moins fortement sollicitées. Leur production, en baisse de 5,1 TWh par rapport à 2017, atteint 11,0 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 17,0 TWh, dont 13,1 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 78,6 TWh. La hausse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2017 de + 26,1 TWh s'explique par une production nucléaire et hydraulique plus favorable, ainsi que par une croissance de l'approvisionnement au titre des obligations d'achats.

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

(2) Évolutions tarifaires de +1,7 % au 1^{er} août 2017 sur les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels (intégrant notamment l'indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1^{er} août 2017) et évolutions tarifaires 2018 (+ 0,7 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1^{er} février 2018 et - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1^{er} août 2018), et intégrant notamment l'indexation du TURPE 5 distribution de - 0,21 % au 1^{er} août 2018.

(3) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 39,2 TWh en 2018 (30,0 TWh en 2017).

5.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 16 048 millions d'euros, en hausse organique de 212 millions d'euros (+ 1,3 %) par rapport à 2017.

Il bénéficie essentiellement, pour Enedis, d'effets favorables liés à la hausse du TURPE 5 distribution pour 242 millions d'euros ⁽¹⁾ et au chiffre d'affaires associé aux prestations de raccordement au réseau pour 37 millions d'euros.

5.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 505 millions d'euros, en hausse organique de 107 millions d'euros (+ 8,4 %) par rapport à 2017.

Cette évolution est principalement liée aux mises en service intervenues en 2017 dans l'éolien et le solaire, qui contribuent à une hausse organique de 10,2 % du chiffre d'affaires de la production, les cessions de parcs (avec changement de contrôle) ayant été plutôt réalisées en fin d'année 2018.

5.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 4 189 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2018, en hausse organique de 319 millions d'euros (+ 8,5 %) par rapport à 2017.

Cette croissance s'explique principalement par l'effet positif de la hausse du prix des combustibles, par l'évolution favorable des indices de révision des contrats de services et par la signature ou le renouvellement de contrats, comme par exemple la création d'un réseau de chaleur à Perpignan et Montbéliard ou le contrat d'efficacité énergétique signé pour 15 ans avec le CHU de Saint-Etienne.

5.1.2.5 Framatome ⁽²⁾

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 313 millions d'euros. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Les prises de commandes s'élèvent à 3 milliards d'euros en 2018 (dont plus de 60 % réalisées hors Groupe).

Framatome connaît une activité soutenue sur l'activité « Combustible » avec des réalisations notables en 2018 à l'instar de la livraison du premier lot de tubes de gainage de combustible pour le réacteur « Hualong-1 » de la centrale nucléaire de Fuqing. Framatome a également remporté de nouveaux contrats auprès de Vattenfall pour la livraison de recharges d'assemblages de combustible. En revanche, l'activité « Base installée » connaît un léger ralentissement, notamment aux États-Unis.

Grâce à l'acquisition de l'offre de solutions de contrôle-commande nucléaire (I&C) de Schneider Electric en Amérique du Nord en février 2018, Framatome développe son expertise d'ingénierie et élargit son portefeuille de solutions d'I&C. Un système complet de contrôle-commande a été fourni pour la centrale n°3 de Tianwan (réacteur à eau pressurisée de type VVER avec une capacité installée nette de 1 000 MW). En Suède, Framatome a achevé avec succès la mise en service d'un projet de modernisation du système de contrôle commande (I&C) de sûreté de l'unité 3 de la centrale nucléaire de Forsmark.

5.1.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 8 970 millions d'euros en 2018, en hausse de 282 millions d'euros par rapport à 2017. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro a eu un impact défavorable de 82 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change et de périmètre, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 3,9 % par rapport à 2017.

L'évolution positive du chiffre d'affaires reflète les hausses des tarifs et des prix sur le marché résidentiel et professionnel et la hausse des volumes vendus aux clients professionnels en électricité. Cette croissance est partiellement atténuée par la baisse des volumes vendus sur les marchés de gros en raison d'une diminution de la production nucléaire et par la réduction des volumes vendus aux clients résidentiels en électricité liée à la diminution du nombre de compte clients.

5.1.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 8 507 millions d'euros, en hausse organique de 478 millions d'euros (+ 6,2 %) par rapport à 2017.

Le chiffre d'affaires de l'activité exploration-production est en croissance notamment grâce à l'évolution favorable du prix du Brent et du gaz.

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

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 2 411 millions d'euros en 2018, en baisse de 755 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change (- 81 millions d'euros) et effets de périmètre (- 783 millions d'euros liés principalement à la cession des actifs d'EDF Polska en 2017), le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 3,4 % par rapport à 2017.

En **Belgique** ⁽³⁾, le chiffre d'affaires s'élève à 1 806 millions d'euros, en hausse organique (+ 3,1 %) par rapport à 2017. Cette évolution tient compte d'une augmentation des prix et d'une baisse des volumes dans l'activité de commercialisation en lien avec une forte intensité concurrentielle. Concernant la production, les capacités éoliennes sont en augmentation pour atteindre 440 MW, soit + 17 % par rapport à fin décembre 2017. La production reste affectée par les arrêts prolongés de réacteurs nucléaires opérés par le groupe Engie. Les services poursuivent leur développement entamé en 2015.

Au **Brésil**, le chiffre d'affaires s'élève à 422 millions d'euros, en hausse organique de + 9,5 % par rapport à 2017. L'impact favorable de

(1) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1^{er} août 2017 et de - 0,21 % au 1^{er} août 2018.

(2) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présenté en effet périmètre.

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

la mise en place de la taxe ICMS facturée sur les ventes du PPA (neutre en EBE) est partiellement compensé par la baisse des ventes sur le marché *spot*.

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 2 601 millions d'euros en 2018, en hausse organique de 130 millions d'euros par rapport à 2017.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**, qui s'élève à 873 millions d'euros, est en forte hausse organique de 47,8 %. Cette évolution reflète des conditions de volatilité sur les marchés des commodités dont EDF Trading a tiré parti, un effet climat positif et des épisodes de tensions favorables sur l'équilibre offre-demande en Europe et aux États-Unis. Les activités liées au GNL (Gaz Naturel Liquéfié) contribuent aussi à cette performance, tirées par la demande asiatique et le contexte de prix haussier sur le pétrole jusqu'à fin septembre 2018.

5.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en hausse de 11,1 % et en croissance organique de 11,3 % par rapport à 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	68 976	64 892	4 084	+ 6,3	+ 4,0
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(32 901)	(111)	+ 0,3	+ 1,0
Autres consommations externes	(9 364)	(8 739)	(625)	+ 7,2	+ 0,1
Charges de personnel	(13 690)	(12 456)	(1 234)	+ 9,9	- 0,6
Impôts et taxes	(3 697)	(3 541)	(156)	+ 4,4	+ 3,3
Autres produits et charges opérationnels	6 052	6 487	(435)	- 6,7	- 9,7
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	15 265	13 742	1 523	+ 11,1	+ 11,3

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

5.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 15 265 millions d'euros en 2018, en hausse de 11,1 % par rapport à 2017. Hors effets de change (- 58 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 26 millions d'euros), l'EBE est en hausse organique de 11,3 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 33 012 millions d'euros en 2018, en hausse de 111 millions d'euros par rapport à 2017 (+ 0,3 %). La hausse organique est de 344 millions d'euros (+ 1,0 %).

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 17 935 millions d'euros, en baisse organique de 760 millions d'euros (- 4,1 %) par rapport à 2017 principalement du fait de la hausse de la production nucléaire et hydraulique et de la baisse des prix d'achat pour répondre, notamment, à la demande ARENH.
- Au **Royaume-Uni**, la hausse organique constatée pour 468 millions d'euros (+ 8,7 %) est principalement liée à l'augmentation des coûts réglementaires et à la hausse des prix de l'énergie et des coûts du charbon.
- En **Italie**, la hausse organique de 566 millions d'euros (+ 9,5 %), est essentiellement liée, pour l'activité électricité, à l'augmentation des volumes, des coûts d'acheminement et des services réseau et, pour l'activité hydrocarbures, à la hausse du prix du gaz et du Brent.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 364 millions d'euros, en hausse de 625 millions d'euros par rapport à 2017 (+ 7,2 %). Hors effets de change (+ 26 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 646 millions d'euros) liés principalement à l'acquisition de Framatome, les autres consommations externes restent stables en organique (+ 5 millions d'euros) malgré la croissance de l'activité notamment dans le renouvelable et les services.

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 4 638 millions d'euros. La baisse organique de 216 millions d'euros (soit - 4,4 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités.
- La hausse organique des autres consommations externes d'**EDF Renouvelables** pour 67 millions d'euros concerne principalement les activités de services aux États-Unis en croissance et les coûts de développement.
- Dalkia** enregistre une hausse organique des autres consommations externes de 112 millions d'euros qui s'explique par le développement de ses activités de services.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 13 690 millions d'euros, en hausse de 1 234 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change (+ 25 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 1 336 millions d'euros liés principalement à l'acquisition de Framatome), les charges de personnel sont en baisse organique de 0,6 %.

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 013 millions d'euros en baisse de 177 millions d'euros par rapport à 2017, traduisant les efforts de maîtrise de la masse salariale. Les effectifs moyens sont en baisse de 3,1 % ⁽¹⁾ en 2018 dans l'ensemble des métiers.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 141 millions d'euros. Elles sont en diminution de 17 millions d'euros avec une stabilité des effectifs moyens par rapport à 2017.
- Dalkia** enregistre une hausse organique des charges de personnel de 35 millions d'euros qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs moyens liée au développement de ses activités de services.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 697 millions d'euros en 2018, en hausse de 156 millions d'euros par rapport à 2017 soit + 4,4 % (+ 3,3 % en croissance organique).

- La hausse provient essentiellement du segment **France - Activités de production et commercialisation** en augmentation de 50 millions d'euros du fait de la hausse des taxes corrélées à la valeur ajoutée.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 6 052 millions d'euros en 2018, en baisse de 435 millions d'euros par rapport à 2017 et en variation organique de - 629 millions d'euros (- 9,7 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse du produit net pour 816 millions d'euros est notamment liée à la hausse du coût de l'obligation des certificats d'économie d'énergie, à divers mouvements de provisions et à des éléments positifs enregistrés en 2017, sans équivalent en 2018.
- Le segment « **Autres métiers** », enregistre une hausse organique de 115 millions d'euros provenant principalement de la cession d'actifs immobiliers en France.

5.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2018	2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	6 327	4 896	1 431	+ 29,2	+ 29,2
France - Activités régulées	4 916	4 898	18	+ 0,4	+ 0,4
EDF Renouvelables	856	751	105	+ 14,0	+ 4,1
Dalkia	292	259	33	+ 12,7	+ 12,0
Framatome	202	-	202	-	-
Royaume-Uni	783	1 035	(252)	- 24,3	- 15,4
Italie	791	910	(119)	- 13,1	- 12,7
Autre international	240	457	(217)	- 47,5	- 3,1
Autres métiers	858	536	322	+ 60,1	+ 62,1
EBE GROUPE	15 265	13 742	1 523	+ 11,1	+ 11,3

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).

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 6 327 millions d'euros. Il est en hausse organique de 1 431 millions d'euros (+ 29,2 %) par rapport à 2017.

L'augmentation de la production hydraulique et de la production nucléaire a un impact très favorable estimé à + 1 079 millions d'euros sur l'EBE. Les meilleures conditions sur les marchés de gros contribuent à une amélioration de l'EBE estimée de + 413 millions d'euros.

Les conditions de marché ⁽²⁾ aval ont un impact positif de + 150 millions d'euros par rapport à 2017. En effet, l'évolution positive des prix sur les nouvelles offres de marché compense l'érosion des parts de marché (- 13,1 TWh).

L'évolution des prix ainsi que la fin de la composante de rattrapage tarifaire sur le niveau des tarifs réglementés de vente hors composante CEE, conduisent à une baisse estimée de l'EBE de - 152 millions d'euros par rapport à 2017.

Dans le cadre du plan de performance, les charges opérationnelles ⁽³⁾ ont diminué de 313 millions d'euros, soit - 3,5 %, 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 des activités commerciales, et une baisse des coûts opérationnels des parcs nucléaire, hydraulique et thermique.

Enfin, divers éléments pèsent sur l'EBE à hauteur de - 372 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des taxes corrélées à la valeur ajoutée (CVAE), divers mouvements de provisions et des éléments positifs enregistrés en 2017, sans équivalent en 2018.

(1) Hors apprentis et contrats d'alternance.

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

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

5.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 4 916 millions d'euros. Il est en hausse organique de 18 millions d'euros (+ 0,4 %) par rapport à 2017.

L'EBE bénéficie des indexations favorables du TURPE 5 ⁽¹⁾ pour un montant estimé de + 68 millions d'euros.

Les effets favorables liés à la croissance de l'activité de prestations de raccordement au réseau (notamment producteur) pour + 37 millions d'euros et la réduction des charges opérationnelles pour + 38 millions d'euros ont eu un impact positif sur l'EBE.

En revanche, l'effet climat défavorable, l'effet prix négatif sur les achats de pertes et la prise en compte du risque d'une modification des contributions d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) au titre de la période 2012-2018, génèrent ensemble une baisse de l'EBE pour - 125 millions d'euros.

5.2.2.3 EDF Renouvelables

La contribution d'**EDF Renouvelables** à l'EBE du Groupe s'élève à 856 millions d'euros, en hausse organique de 31 millions d'euros (+ 4,1 %) par rapport à 2017.

L'EBE de production est en augmentation organique de 15 % à 903 millions d'euros. Cette évolution est portée par une production qui s'élève à 15,2 TWh en 2018 grâce notamment aux mises en services fin 2017, des cessions (avec changement de contrôle) ayant été réalisées fin 2018.

En 2018, l'activité développement-vente d'actifs structurés représente une moindre contribution organique à l'EBE qu'en 2017. Les coûts de développement et des fonctions support sont en hausse pour notamment accompagner la croissance de l'activité.

Les capacités brutes mises en service par EDF Renouvelables en 2018 s'élèvent à 1,6 GW dont 0,9 GW en solaire. À fin 2018, les capacités nettes installées, en augmentation de 0,5 GW par rapport à fin décembre 2017, s'établissent à 8,3 GW (12,9 GW en brut). Le portefeuille brut de projets en construction s'élève à 2,4 GW dont 1,2 GW en éolien et 1,2 GW en solaire.

En 2018, EDF Renouvelables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni. Cette opération est sans impact EBE, EDF Renouvelables en gardant le contrôle.

5.2.2.4 Dalkia

L'EBE de **Dalkia** s'établit à 292 millions d'euros, en hausse organique de 31 millions d'euros (+ 12,0 %). Cette évolution tient compte des difficultés rencontrées sur un contrat d'une filiale de Dalkia en 2017, sans équivalent en 2018. Corrigé de cet élément, l'EBE est en croissance organique de + 1,3 %. 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 signature ou le renouvellement de contrats commerciaux a un effet favorable sur l'EBE, notamment dans les domaines de la performance énergétique et des réseaux de chaleur. En revanche, des opérations de maintenance sur plusieurs installations importantes, le climat ainsi que l'évolution des prix ont eu un effet défavorable sur l'EBE.

5.2.2.5 Framatome ⁽²⁾

L'EBE de **Framatome** s'élève à 465 millions d'euros (y compris la marge réalisée avec les entités du groupe EDF). La contribution de Framatome à l'EBE du Groupe s'élève à 202 millions d'euros en 2018.

Framatome connaît une activité soutenue sur l'activité « Combustible » avec des réalisations notables en 2018, et un léger ralentissement de l'activité « Base installée », notamment aux États-Unis.

L'EBE bénéficie notamment de la poursuite du plan de réduction des coûts opérationnels et de structure qui se déroule conformément aux prévisions. Par ailleurs, il intègre, en 2018, une charge ponctuelle 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.

5.2.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 783 millions d'euros en 2018, en baisse organique de 15,4 % par rapport à 2017.

L'EBE est impacté par le recul de la production nucléaire et par la baisse des prix nets réalisés du nucléaire, en partie liée aux rachats effectués du fait d'une moindre disponibilité du parc nucléaire dans un contexte de marché haussier. À fin 2018, la production nucléaire s'est établie à 59,1 TWh, en retrait de 4,8 TWh par rapport à 2017. Ce recul s'explique, notamment, par l'arrêt pour inspection d'Hunterston B et par la prolongation des arrêts de Dungeness B.

L'activité de commercialisation bénéficie, quant à elle, des hausses de tarifs résidentiels. En revanche, le portefeuille de clients particuliers recule (- 4,2% par rapport à fin décembre 2017) dans un contexte de forte intensité concurrentielle.

5.2.2.7 Italie

La contribution de **l'Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 791 millions d'euros, en baisse organique de 12,7 % par rapport à 2017.

En 2017, l'EBE bénéficiait de la plus-value réalisée lors de la cession du siège d'Edison à Milan pour environ 100 millions d'euros. Corrigé de cet élément non récurrent, l'EBE est quasiment stable.

Dans les activités électricité, l'EBE s'accroît, essentiellement du fait de la bonne performance de la production hydraulique et de la performance obtenue dans les services système électriques. En revanche, la production éolienne baisse en lien avec un effet prix négatif. L'activité de commercialisation, principalement vers les clients professionnels, est en progression malgré la baisse des marges dans un contexte de concurrence accrue.

Dans les activités gaz, l'EBE est en recul du fait principalement d'un effet prix défavorable affectant la marge des contrats long-terme.

L'activité exploration-production bénéficie d'effets prix et volumes positifs grâce à la hausse du prix du Brent, d'une part, et la mise en service d'un nouveau champ de production en Algérie, d'autre part.

(1) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1^{er} août 2017 et de - 0,21 % au 1^{er} août 2018 et du TURPE 5 transport de + 6,76 % au 1^{er} août 2017 et de + 3,0 % au 1^{er} août 2018.

(2) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présenté en effet périmètre.

5.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre International** s'élève à 240 millions d'euros en 2018, en baisse organique de 14 millions d'euros (- 3,1 %) par rapport à 2017.

En **Belgique**, l'EBE est en baisse organique de 8 millions d'euros (- 5,5 %). Les arrêts prolongés des 4 tranches nucléaires opérées par Engie dans lesquelles EDF Luminus détient une participation ont pénalisé l'EBE d'un montant estimé à 76 millions d'euros en 2018. La production thermique a en partie compensé cet effet et la production renouvelable a bénéficié de l'augmentation des capacités éoliennes installées, qui s'élèvent à 440 MW à fin décembre 2018 (soit + 17 % par rapport à fin décembre 2017). Les activités de commercialisation sont toujours marquées par un environnement très concurrentiel mais bénéficient de la croissance des activités de service.

Au **Brsil**, l'EBE est en recul organique de 46 millions d'euros du fait principalement de l'interruption de l'approvisionnement gaz lié à des travaux sur le réseau de transport et des arrêts programmés en 2018 dans le cadre d'inspections majeures de la centrale d'EDF Norte Fluminense. Ces événements ont nécessité des achats importants sur le marché pour couvrir le *Power Purchase Agreement* (PPA) dans un contexte de marché haussier.

5.2.2.9 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 858 millions d'euros, en hausse organique de 333 millions d'euros (+ 62,1 %) par rapport à 2017.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 633 millions d'euros en 2018, en hausse organique de 263 millions d'euros (+ 73,5 %) par rapport à 2017. Cette évolution est consécutive à la hausse de la marge de *trading* telle que précisée au niveau du chiffre d'affaires en raison de fortes volatilités sur les marchés (voir section 5.1.2.9).

Par ailleurs, l'EBE du segment bénéficie d'une plus-value de cession significative réalisée dans le cadre de la dernière tranche du programme de cessions immobilières engagé en 2015.

5.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 6,3 % par rapport à 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
EBE	15 265	13 742	1 523	+ 11,1
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(224)	(355)	131	- 36,9
Dotations aux amortissements	(9 006)	(8 537)	(469)	+ 5,5
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	(58)	8	- 13,8
(Pertes de valeur)/reprises	(598)	(518)	(80)	+ 15,4
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	1 363	(1 468)	- 107,7
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 282	5 637	(355)	- 6,3

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 5 282 millions d'euros en 2018, en baisse de 355 millions d'euros par rapport à 2017. Malgré la progression de l'EBE, cette évolution défavorable s'explique essentiellement par la cession de 49,9 % de CTE en 2017, sans équivalent en 2018, et 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 - 355 millions d'euros en 2017 à - 224 millions d'euros en 2018.

Cette évolution s'explique notamment en **Italie** par la renégociation des contrats gaz long-terme ces dernières années permettant de réduire l'impact de la volatilité.

5.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 469 millions d'euros par rapport à 2017.

Le segment **France - Activités de production et commercialisation** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 169 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par un effet volume lié aux mises en service sur le parc nucléaire. Cette hausse est partiellement compensée par l'impact de la fermeture des centrales thermiques fioul.

Le segment **France - Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 145 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.

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

5.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La baisse de 8 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2018 par rapport à 2017 est attribuable au segment **France - Activités régulées**.

5.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2018, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 598 millions d'euros (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

En 2017, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 518 millions d'euros.

5.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

En 2018, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 105 millions d'euros et sont détaillés dans la note 14 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

En 2017, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à 1 363 millions d'euros et comprenaient principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE.

5.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2018	2017 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	(1 778)	62	- 3,5
Effet de l'actualisation	(3 486)	(2 959)	(527)	+ 17,8
Autres produits et charges financiers	393	2 501	(2 108)	- 84,3
RÉSULTAT FINANCIER	(4 809)	(2 236)	(2 573)	+ 115,1

(1) L'application au 1^{er} janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

Le résultat financier représente une charge de 4 809 millions d'euros en 2018, supérieure de 2 573 millions d'euros à celle de 2017. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier brut en diminution de 62 millions d'euros. Les charges relatives aux émissions de 2018 et l'effet année pleine de celles d'octobre 2017 sont plus que compensées par la baisse des charges financières liée au remboursement d'une dette obligataire au cours de l'exercice ;
- une variation défavorable de l'effet de l'actualisation de 527 millions d'euros, en raison principalement d'une baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en France au 31 décembre 2018 par rapport au 31 décembre 2017 (- 0,2 % en taux réel) plus prononcée que celle constatée au 31 décembre 2017 par rapport au 31 décembre 2016 (- 0,1 % en taux réel). Au 31 décembre 2018, le taux d'actualisation s'établit à 3,9 % prenant en compte un taux d'inflation moyen de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017, et 4,2% et 1,5% au 31 décembre 2016) ;
- une diminution de 2 108 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison principalement des impacts associés aux actifs dédiés du fait notamment de la performance des actifs de croissance (actions et fonds actions) de - 7,0 % en 2018 contre + 12,7 % en 2017 en lien avec les évolutions défavorables de marché, soit au global :
 - des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres sur les actifs dédiés après couverture pour - 989 millions d'euros en 2018, après application d'IFRS 9 ;
 - des plus-values nettes de cessions réalisées relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de - 12 millions d'euros en 2018 (contre + 985 millions d'euros en 2017 avant application d'IFRS 9).

5.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats de + 149 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 31,5 % (contre - 147 millions d'euros en 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de + 4,3 %) est essentiellement lié à la diminution du résultat avant impôts des sociétés intégrées et à des éléments non récurrents.

Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de + 25,7 %, contre + 18,1 % en 2017. L'augmentation du taux effectif d'impôt courant du Groupe entre 2018 et 2017 est principalement liée à l'impact favorable en 2017, sans équivalent en 2018, d'opérations de cession bénéficiant d'un taux réduit d'imposition.

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

Le Groupe enregistre un produit de 569 millions d'euros en 2018, contre un produit de 35 millions d'euros en 2017.

Cette variation de + 534 millions d'euros s'explique principalement par l'augmentation du résultat de CTE et par la dépréciation des actifs de CENG comptabilisée en 2017 pour 491 millions d'euros, sans équivalent en 2018.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2018 des pertes de valeur pour un montant total de 39 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 23 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

5.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 14 millions d'euros en 2018, en baisse de 102 millions d'euros par rapport à 2017. Cette variation s'explique principalement par la cession des actifs d'EDF Polska en 2017 et par la diminution, au **Royaume-Uni**, des revenus de Centrica au titre de l'activité de production nucléaire en raison de la baisse de la production nucléaire et des prix nets réalisés du nucléaire.

5.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 1 177 millions d'euros en 2018, en baisse de 1 996 millions d'euros par rapport à 2017, soit - 62,9 %, en raison notamment de la plus-value sur CTE réalisée en 2017, sans équivalent en 2018, et de la dégradation des marchés financiers impactant significativement le résultat financier.

5.9 Résultat net courant

Le résultat net courant ⁽¹⁾ s'établit à 2 452 millions d'euros en 2018, en baisse de 13,1 % par rapport à 2017, en raison de plus-values significatives sur les actifs financiers en 2017, sans équivalent en 2018.

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

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

- 385 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2018 contre + 617 millions d'euros en 2017 ;

- 145 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2018, contre - 264 millions d'euros en 2017.

- 745 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2018 (IFRS 9).

6 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 33 388 millions d'euros au 31 décembre 2018 à comparer à 33 015 millions d'euros au 31 décembre 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	15 265	13 742	1 523	+ 11,1
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 253)	(1 796)		
Frais financiers nets décaissés	(1 062)	(1 209)		
Impôt sur le résultat payé	(389)	(771)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	383	221		
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	12 944	10 187	2 757	+ 27,1
Variation du besoin en fonds de roulement net	462	1 476		
Investissements nets ⁽²⁾	(12 107)	(9 810)		
Cash flow après investissements nets	1 299	1 853		
Actifs dédiés	(501)	(1 171)		
Cash flow avant dividendes ⁽³⁾	798	682		
Dividendes versés en numéraire	(1 278)	(891)		
Cash flow Groupe	(480)	(209)		
Autres variations monétaires	(111)	3 855		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(591)	3 646		
Effet de la variation de change	97	701		
Autres variations non monétaires	121	63		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	(373)	4 410		
Endettement financier net ouverture	33 015	37 425		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	33 388	33 015		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Enfin, ils comprennent Linky, les nouveaux développements et le plan de cession d'actifs Groupe.

(3) Le cash flow avant dividendes 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 opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets définis en note (2) et dotations nettes sur actifs dédiés.

6.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 12 944 millions d'euros en 2018 contre 10 187 millions d'euros en 2017, soit une augmentation de 2 757 millions d'euros (ou + 27,1 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la hausse de l'EBE (+ 1 523 millions d'euros) ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (- 389 millions d'euros en 2018 contre - 771 millions d'euros en 2017), principalement en lien avec la baisse du résultat fiscal du Groupe en France.

6.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 462 millions d'euros sur l'année 2018.

Cette variation s'explique principalement par :

- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ + 242 millions d'euros ;
- des effets favorables liés à la CSPE pour + 258 millions d'euros principalement en lien avec un excédent de compensation impacté par la hausse des prix de marché (diminution des charges relatives aux obligations d'achats).

Par rapport à 2017, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 1 014 millions d'euros) s'explique essentiellement par :

- une position d'encaissements d'appels de marges en 2017 liés à l'activité optimisation/trading contre une position de décaissement en 2018 pour environ - 700 millions d'euros ;
- des achats de certificats de capacité à des prix élevés (- 201 millions d'euros).

6.3 Investissements nets

Les investissements nets s'élèvent à 12 107 millions d'euros en 2018 contre 9 810 millions d'euros en 2017, soit une augmentation de 2 297 millions d'euros (+ 23,4 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 275	5 849	(574)	- 9,8
France - Activités régulées	3 345	3 212	133	+ 4,1
EDF Renouvelables	458	701	(243)	- 34,7
Dalkia	293	339	(46)	- 13,6
Framatome	261	-	261	n. a.
Royaume-Uni	568	643	(75)	- 11,7
Italie	438	511	(73)	- 14,3
Autre international	252	553	(301)	- 54,4
Autres métiers	45	160	(115)	- 71,9
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS PLAN DE CESSIION D'ACTIFS GROUPE	10 935	11 968	(1 033)	- 8,6
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET PLAN DE CESSIION D'ACTIFS GROUPE	1 172	(2 158)	3 330	n. a.
INVESTISSEMENTS NETS	12 107	9 810	2 297	+ 23,4

n. a. = non applicable.

6.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors plan de cession d'actifs Groupe

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** baissent de 574 millions d'euros, soit - 9,8 %. La baisse provient notamment des investissements réalisés dans la centrale thermique de Bouchain en 2017 et de dépenses moins élevées en 2018 par rapport à 2017 sur les Diesels d'Ultime Secours (DUS). L'internalisation du fournisseur Framatome dans le Groupe contribue également à la baisse des investissements nets.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** augmentent de 133 millions d'euros, soit + 4,1 %. Cela s'explique principalement par une hausse des raccordements clients particuliers et producteurs et de la hausse des obligations réglementaires.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** baissent de 243 millions d'euros (- 34,7 %). Cette baisse est principalement liée à des montants de ventes d'actifs structurés bien plus importants en 2018 qu'en 2017 (en particulier la cession du parc éolien au Royaume-Uni), en partie compensée par l'acquisition des droits de développements des parcs *offshore* écossais « Neart na Gaoithe1 » courant 2018.

Au **Royaume-Uni**, la diminution de 75 millions d'euros, soit - 11,7 %, s'explique, entre autres, par une diminution des investissements dans les centrales charbon ainsi que par un ralentissement des investissements « *Smart metering* » et, dans une moindre mesure, dans le renouvelable.

En **Italie**, les investissements nets sont en retrait de 73 millions d'euros, principalement par de moindres investissements réalisés dans l'activité exploration & production.

Le segment **Autre international** est en baisse de 301 millions d'euros, soit - 54,4 %. Cette évolution s'explique par la baisse des dépenses sur le projet de construction de l'EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine, entrée en exploitation commerciale en décembre 2018, par le ralentissement des investissements sur le projet SINOP au Brésil et par la cession des entités polonaises en 2017.

Les investissements nets du segment **Autres métiers** sont en retrait de 115 millions d'euros. Cette évolution s'explique en particulier par la baisse des investissements chez Dunkerque LNG, du fait de la cession en cours d'année 2018, et de la vente ces dernières années d'actifs immobiliers.

6.3.2 Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs Groupe

Les investissements au titre du programme Linky, dont le déploiement s'est accéléré à partir de 2017, se sont élevés à 792 millions d'euros.

Les nouveaux développements regroupent les projets significatifs de développement du Groupe dont la génération d'EBE n'est pas immédiate ainsi que les acquisitions significatives. En 2018, ces nouveaux développements correspondent essentiellement aux investissements relatifs au nouveau nucléaire au Royaume-Uni pour 1 646 millions d'euros (montée en puissance du projet Hinkley

Point C), aux acquisitions réalisées par Edison pour 402 millions d'euros (notamment Edison Énergie ⁽¹⁾ et Zephyro), et dans une moindre mesure aux projets éoliens *offshore* en France.

Les cessions d'actifs correspondent essentiellement à la cession par EDF de sa participation au capital de Dunkerque LNG contribuant à une diminution de l'endettement financier net de 1 468 millions d'euros.

6.4 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 26 232 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

En 2018, les flux nets de - 501 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus.

6.5 Cash flow avant dividendes

Le cash flow avant dividendes s'établit à 798 millions d'euros en 2018 (contre 682 millions d'euros en 2017) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 12 944 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 12 107 millions d'euros ;
- une dotation nette aux actifs dédiés de - 501 millions d'euros ;
- une variation de BFR favorable de 462 millions d'euros.

La variation de 116 millions d'euros par rapport à 2017 provient essentiellement d'une évolution favorable du cash-flow opérationnel mais également du poste actifs dédiés. Ces évolutions sont toutefois partiellement compensées par une hausse des investissements nets pour 2 297 millions d'euros et par une moindre amélioration du BFR pour - 1 014 millions d'euros.

6.6 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 1 278 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2017 pour - 60 millions d'euros, l'essentiel du dividende ayant été versé en titres ;
- l'acompte sur dividende 2018 pour - 451 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 6 novembre 2018 et payé le 10 décembre 2018 à hauteur de 0,15 euro par action ;
- les rémunérations versées en 2018 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 584 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 183 millions d'euros).

6.7 Cash flow Groupe

Le cash flow Groupe s'élève à - 480 millions d'euros contre - 209 millions d'euros en 2017.

6.8 Effet de la variation de change

L'effet de change a un impact favorable de 97 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2018.

6.9 Autres variations monétaires

L'évolution défavorable de - 3 966 millions d'euros par rapport à 2017 est principalement liée à l'augmentation de capital d'EDF SA réalisée en 2017, sans équivalent en 2018.

6.10 Ratios financiers

	2018	2017	2016
Endettement financier net/EBE	2,2	2,4	2,3
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽¹⁾	39 %	40 %	48 %

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

(1) ex. Gas Natural Vendita Italia.

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 2018, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 23 828 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 393 millions d'euros.

Sur l'année 2019, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2018 s'élèvent à 11 749 millions d'euros, dont 5 583 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2018, 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 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,5 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,0 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2018 s'établit à 13,6 ans contre 13,7 ans au 31 décembre 2017, celle d'EDF SA à 14,2 ans contre 14,3 ans au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2018, 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 2018) :

31 décembre 2018 <i>(en millions d'euros)</i>	Instruments de couverture ⁽¹⁾			Garanties données sur emprunts
	Dettes	Swaps de taux	Swaps de change	
2018	11 749	(521)	(140)	138
Entre 2019 et 2022	20 007	(1 855)	(426)	335
2023 et au-delà	67 993	(3 020)	(1 997)	501
TOTAL	99 749	(5 396)	(2 563)	974
dont remboursement de dette principale	57 849			
dont charges d'intérêt	41 900			

(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 les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP.

Au 31 décembre 2018, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 955 millions d'euros et de 1 193 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 (samourai) et francs suisses.

Au 31 décembre 2018, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devises	Taux
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
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	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2018, EDF dispose d'un montant global de 10 292 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en décembre 2023. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2018 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 162 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en septembre 2023. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 130 millions d'euros. Cette ligne de crédit de 200 millions d'euros a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 31 décembre 2018. Trois autres lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2018, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros.

EDF Investissements Groupe bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 400 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2018, celui-ci ne fait pas l'objet d'un tirage.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 268 millions d'euros (tirée en intégralité), ainsi qu'une ligne de crédit avec un pool de banques pour un montant de 350 millions d'euros qui n'a pas été tirée au 31 décembre 2018.

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 2018 :

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

n. a. = non applicable.

(1) Le 20 novembre 2017, S&P a revu la perspective d'EDF de stable à négative.

(2) Le 20 novembre 2017, S&P a revu la perspective d'EDF Energy de stable à négative.

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

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 31 % et 72 % 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 2018 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2018, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

31 décembre 2018 (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)	26 783	21 438	48 221	81 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 546	(17 564)	2 982	5 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 250	(2 414)	6 836	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 609	(1 460)	1 149	2 %
TOTAL DES EMPRUNTS	59 188	-	59 188	100 %

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

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2018.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2018 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	48 221	-	48 221
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 982	298	3 280
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	6 836	684	7 520
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 149	115	1 264
TOTAL DES EMPRUNTS	59 188	1 097	60 285

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 2018 ⁽¹⁾ (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 937	1 350	1 480	2 107
CHF (Suisse)	710	-	508	202
GBP (Royaume-Uni)	16 164	5 435	(356)	11 085
CLP (Chili)	(6 663)	-	-	(6 663)
PLN (Pologne)	307	-	153	154
BRL (Brésil)	1 164	-	-	1 164
CNY (Chine)	9 932	-	-	9 932

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2018 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2018. 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 2018. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2018			Au 31 décembre 2017		
	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	2 107	1 840	184	2 606	2 173	217
CHF (Suisse)	202	179	18	245	209	21
GBP (Royaume-Uni)	11 085	12 392	1 239	9 153	10 316	1 032
CLP (Chili)	(6 663)	(8)	(1)	1 135	2	-
PLN (Pologne)	154	36	4	35	8	1
BRL (Brésil)	1 164	262	26	1 066	268	27
CNY (Chine)	9 932	1 261	126	10 028	1 285	129

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 2018.

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 2018, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 57,2 % à taux fixe et 42,8 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 253 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2018 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,87 % fin 2018.

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 2018. L'impact de la variation des taux d'intérêt est stable par rapport à 2017.

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

31 décembre 2018 (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	55 810	(21 949)	33 861	-
À taux variable	3 378	21 949	25 327	253
TOTAL DES EMPRUNTS	59 188	-	59 188	253

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 2018 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	2 165	(22)	2 143

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 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2018) et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2018), 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 28 % en actions fin 2018, soit un montant actions de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2018, 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 22,9 % et 8,1 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 258 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2018, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 8,1 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 505 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 2018 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 45 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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

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

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise, choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

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

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

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

La créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (voir note 45 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

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

- le pilotage de l'exposition entre actifs de croissance et actifs de taux
- la répartition par « classe d'actifs secondaires » au sein de chaque sous-portfeuille ;
- 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

	31/12/2018	31/12/2017
Actifs de rendement	19,3 %	18,5 %
Actifs de croissance	36,5 %	35,9 %
Actifs de taux	44,2 %	45,6 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2018, la valeur globale du portefeuille s'élève à 27 689 millions d'euros, contre 28 115 millions d'euros à fin décembre 2017.

La composition du portefeuille est également présentée en note 45 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2018.

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

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2018		31 décembre 2017	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) ⁽²⁾	2 705	2 738	2 705	2 705
Autres titres non cotés	2 333	2 618	2 221	2 505
ACTIFS DE RENDEMENT	5 038	5 356	4 926	5 210
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	9 370	9 844	8 372	9 942
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	20	45	-	30
Autres titre non cotés	198	219	132	127
ACTIFS DE CROISSANCE	9 588	10 108	8 504	10 099
Obligations États OCDE et assimilées	4 362	4 443	4 261	4 363
Obligations personnes morales OCDE hors États	946	950	618	636
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 580	4 647	4 210	4 387
CSPE après couverture	2 060	2 080	3 294	3 349
Autres titre non cotés	114	105	74	71
ACTIFS DE TAUX	12 062	12 225	12 457	12 806
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	26 688	27 689	25 887	28 115

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

(2) Au 31/12/2017 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).

Les tableaux ci-dessous présentent la performance par portefeuille au 31 décembre 2018 et 31 décembre 2017 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	31/12/2018 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2018	31/12/2017 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2017
		Portefeuille		Portefeuille
ACTIFS DE RENDEMENT	5 356	7,0 %	5 210	9,1 %
ACTIFS DE CROISSANCE	10 108	- 7,0 %	10 099	12,7 %
ACTIFS DE TAUX	12 225	- 0,4 %	12 806	1,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	27 689	- 1,6 %	28 115	6,6 %

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

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

(en millions d'euros)	31/12/2018 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2018	31/12/2017	Performance de l'exercice 2017
		Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Titres CTE affectés ⁽¹⁾	2 738	7,0 %	2 705	7,3 %
Autres titres non cotés ⁽²⁾	2 942	7,9 %	2 703	11,2 %
OPCVM Actions y.c. dérivés	9 889	- 7,4 %	9 972	12,9 %
Obligations et OPCVM obligataires	10 010	- 0,8 %	9 282	2,1 %
OPCVM monétaires	30	- 0,3 %	104	- 0,1 %
CSPE après couverture	2 080	0,4 %	3 349	0,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	27 689	- 1,6 %	28 115	6,6 %

(1) Au 31/12/2017 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).

(2) EDF Invest hors CTE.

Évolution du portefeuille sur l'année 2018

Du point de vue des marchés financiers, l'année 2018 a connu deux phases. Jusqu'à la fin de l'été, la volatilité est restée globalement faible et les marchés actions sont restés soutenus en particulier grâce au marché américain qui a atteint de nouveaux records. La fin de l'année a été beaucoup plus agitée avec une correction significative, en particulier au mois de décembre. Cette correction s'est accompagnée d'une hausse importante de la volatilité. Les marchés de crédit qui étaient également sur des niveaux records en 2018, avec les spreads les plus serrés depuis 2007, ont connu des tensions qui se sont accrues en fin d'année. La Fed a poursuivi sa politique de hausse graduelle des taux provoquant une tension sur les emprunts d'État américains qui ont atteint 3,25 % de taux sur le 10 ans avant que la chute des marchés actions n'entraîne une baisse de ces taux de plus de 0,50 %. En Europe, les tensions autour du budget italien ont provoqué une vive réaction des taux italiens qui sont passés de 1,80 % sur le 10 ans en avril à plus de 3,60 % en octobre avant de refluer vers 2,70 % en fin d'année.

EDF, tout en procédant à des investissements importants issus du remboursement d'une partie de la créance CSPE, a adopté une approche prudente dans ce contexte agité, permettant cependant à EDF Invest de poursuivre la constitution de son portefeuille réparti selon trois classes d'actifs : infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Sur les actifs de rendement, EDF Invest a clos en novembre 2018, l'acquisition d'une participation minoritaire dans six sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) détenant au total 131 éoliennes *onshore* d'une capacité totale de 310 MW auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, une partie de la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC) a été acquise par EDF Invest, le reste sera acquis en 2019. NTPC est constitué d'un barrage hydro-électrique en exploitation, situé au Laos, avec une capacité installée de 1 070 MW. Il bénéficie d'un contrat de concession long terme. Les revenus sont assurés par des contrats de vente d'électricité de longue durée, conclus avec EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) et Électricité du Laos.

Ces nouvelles participations complètent la classe d'actifs « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE, Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madriñena Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park et permettent une diversification du portefeuille d'EDF Invest dans les énergies renouvelables.

La performance annuelle d'EDF Invest hors CTE s'établit en 2018 à 7,9 % et à 7,5 % y compris CTE. La valorisation du portefeuille, y compris CTE, s'élève à 5,7 milliards d'euros au 31 décembre 2018.

Sur les actifs de croissance, des achats de protection ont été mis en place fin juin sous la forme de puts spreads sur le S&P 500. Ces options d'une maturité à l'origine de 1 an ont été conservées. Elles ont joué leur rôle protecteur au sein de la poche croissance lors de la forte chute de fin d'année. Néanmoins, la performance de - 7 % sur les actifs de croissance reste largement imputable aux actions cotées. La politique d'investissement initiée il y a 5 ans sur cette partie cotée est maintenue avec le renforcement de la part de la gestion indicielle, en particulier sur le marché américain.

Sur les actifs de taux, le positionnement du portefeuille a aussi été très prudent à trois niveaux : maintien d'une sensibilité globale faible afin de limiter le risque de duration dans un environnement de taux faibles, cession d'une partie importante du portefeuille crédit *Investment Grade* et, réduction importante de l'exposition au risque d'État italien. Ce n'est qu'en fin d'année que les montants très importants de monétaire accumulés par ces opérations ont commencé à être réinvesti sur des actifs de crédit, mais toujours en privilégiant des maturités courtes afin de profiter du portage tout en limitant les risques.

En 2018, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôts (impacts réserves et résultat) de - 23 millions d'euros, dont + 31 millions d'euros pour la CSPE (+ 46 millions d'euros avant impôts), + 283 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et - 337 millions d'euros d'autres titres (- 641 millions d'euros avant impôts).

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2018 s'élève à 9 889 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin décembre 2018 à 14,3 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 6,0 % à fin 2017. 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 1 414 millions d'euros.

À fin décembre 2018, la sensibilité des obligations cotées (10 010 millions d'euros) s'établissait à 5,3, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 530 millions d'euros. La sensibilité était de 5,1 à fin décembre 2017.

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

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2018, 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 31/03/2018	91 %	7 %	2 %	100 %
au 30/09/2018	90 %	8 %	2 %	100 %

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 31/03/2018	6 %	1 %	9 %	78 %	6 %	100 %
au 30/09/2018	6 %	1 %	11 %	75 %	7 %	100 %

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

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

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

7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

7.2.1 Gestion et contrôle des 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.

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.

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'optionnalité du mécanisme ARENH. 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*, 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 4 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 minimise l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés et l'incertitude sur les volumes.

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 donné ⁽²⁾. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2018, 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.

Ces limites n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis 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 41.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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

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

7.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dont bénéficient EDF SA et ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration. Les programmes mis en place comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe** : EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL ⁽¹⁾. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la captive d'assurance d'EDF, Wagram Insurance Company DAC ⁽²⁾, ainsi que par des assureurs et des réassureurs ;
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF** : les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, tant en France qu'au Royaume-Uni, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars ;
- jusqu'au 30 septembre 2018, en complément de cette couverture, les dommages matériels (y compris à la suite d'un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire étaient couverts par un programme d'assurance commun faisant principalement appel au *pool*/anglais NRI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome, le *pool* nucléaire français) et à EMANI (mutuelle nucléaire) pour une capacité totale de 1 760 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros.
- À compter du 1^{er} octobre 2018 :
 - en France, la protection apportée par OIL est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance de 90 millions d'euros en excédent d'une franchise de 10 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re, la captive de réassurance du Groupe) ;
 - au Royaume-Uni, la protection est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité totale de 1 510 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL ⁽³⁾ ;

- **les dommages aux marchandises transportées** : ce programme couvre les dommages aux biens en cours de transport pour l'ensemble des entités et filiales du Groupe ;
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire** :

En France, les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes aux lois n° 68-943 du 30 octobre 1968, n° 90-488 du 16 juin 1990 et n° 2006-686 du 13 juin 2006 (loi « TSN »), désormais codifiées dans le Code de l'environnement et qui ont transposé les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la convention de Paris (pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Par la suite, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTE), promulguée le 17 août 2015, a modifié les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement et en particulier les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires qui sont respectivement passées, depuis le 18 février 2016, à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires, 70 millions d'euros pour les installations à risques réduits et 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

Afin de se mettre en conformité avec les nouveaux plafonds légaux, EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé « Programme d'assurance responsabilité civile nucléaire (RCN) d'EDF SA » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance visant à couvrir sa responsabilité civile nucléaire et la gestion de sinistres associée.

La couverture assurantielle obtenue à l'issue de cet appel d'offres permet au Groupe de répondre aux nouvelles obligations. Elle a pris effet au 18 février 2016 pour une période de trois ans et elle est répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Compte tenu de l'évolution probable des obligations pesant sur l'exploitant en cours de période (notamment l'entrée en vigueur des protocoles modificatifs des Conventions de Paris et de Bruxelles/voir section 1.5.6.2.2), des clauses permettant une sortie de ce contrat y ont été intégrées.

La gestion de sinistres a été confiée à la mutuelle ELINI, pour son système informatique de traitement des réclamations, et à la société EQUAD, qui dispose des moyens humains et du réseau nécessaires.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement britannique a approuvé le 4 mai 2016 le « *Nuclear Installations Order* » (ordonnance de transposition des protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, l'équivalent en livres sterling d'un plafond de 1,2 milliard d'euros.

EDF Energy est actuellement assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société captive de réassurance du Groupe, Océane Re, participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

L'entrée en vigueur de la LTE en France au 18 février 2016 a induit une hausse de 40 % du montant des primes d'assurances du Groupe en matière de responsabilité civile de l'exploitant nucléaire. L'entrée en vigueur prochaine des protocoles modificatifs des Conventions de Paris et de Bruxelles induiront également une forte augmentation des primes d'assurances du Groupe ;

(1) *Oil Insurance Limited.*

(2) *Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF SA.*

(3) *Nuclear Electric Insurance Limited.*

- **la responsabilité civile générale** : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux** : le programme d'assurances souscrit par EDF couvre les frais de défense et autres conséquences pécuniaires des réclamations de tiers à l'encontre des dirigeants et mandataires sociaux du Groupe dont la responsabilité serait recherchée dans le cadre de leurs fonctions ;
- **les risques construction** : EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que les EPR de Flamanville et d'Hinkley Point C, la construction ou la rénovation d'unités de production ou de distribution. Le Groupe a mis en place des contrats cadres pour des chantiers concernant des installations similaires (postes sources, centrales hydroélectriques) ;
- **le réseau aérien de distribution d'Enedis** : dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re, le 27 juin 2016, un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité. D'une durée de cinq ans et d'une capacité totale de couverture de 275 millions d'euros, ce contrat innovant de couverture d'assurance déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique fonction d'un indice composite lié aux vitesses de vent relevées par les stations de Météo France, pondérées par la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région du périmètre de concession d'Enedis ;
- **la couverture Cyber risk** : depuis le 1^{er} juillet 2017, une couverture Cyber risk a été mise en place. Il s'agit d'une police de 100 millions d'euros sur deux ans qui couvre toutes les entités d'EDF SA et les filiales du Groupe. Sa finalité est de couvrir les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyber-attaque contre nos systèmes d'information.

Le montant total des primes des assurances du Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 248 millions d'euros en 2018.

8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 48 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2018.

9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées au 31 décembre 2018 figure en note 51 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2018.

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 de référence 2018. L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 2 du document de référence 2018. Cette présentation des principaux risques décrit les risques et incertitudes majeurs auxquels le Groupe est soumis. Le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

11 PERSPECTIVES

Objectifs 2019 ⁽³⁾

- **EBE ⁽¹⁾** : compris entre 15,3 et 16,0 milliards d'euros ;
- **Charges opérationnelles ⁽²⁾** : réduction d'environ 1,1 milliard d'euros par rapport à 2015 ;
- **Cash flow** hors Hinkley Point C et Linky : > 0.

Ambitions 2019-2020 ⁽³⁾

- **Investissements nets totaux ⁽⁴⁾** hors acquisitions et cessions du Groupe 2019-2020 : environ 15 milliards d'euros par an ;
- **Cessions Groupe 2019-2020** : entre 2 à 3 milliards d'euros ;
- **Endettement financier net / EBE ⁽¹⁾** : ≤ 2,5x ;
- **Taux de distribution cible du résultat net courant ⁽⁵⁾⁽⁶⁾** : 45 % - 50 %

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2019 et d'hypothèses de production nucléaire France de 395 TWh. À conditions de prix de début février 2019 (environ 50 €/MWh) pour les volumes France 2020 non couverts.

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

(3) Avant application d'IFRS 16. À environnement légal et réglementaire inchangé en France.

(4) Intégrant le scénario du Groupe sur le coût à terminaison et le calendrier d'achèvement du projet Flamanville 3.

(5) Avec l'État engagé à opter pour un paiement en actions pour le solde 2018 et au titre des exercices 2019 et 2020.

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