RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

30 JUIN 2015

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 29 juillet 2015 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2015 qui y sont inclus.

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

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Rapport financier semestriel, notamment dans la section 10 (« Perspectives Financières ») du Rapport semestriel d'activité, sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 4.1 (« Facteurs de risque ») du document de référence du groupe EDF pour l'année 2014.

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

SOMMAIRE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

1. DECLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

2. RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE AU 30 JUIN 2015

3. COMPTES CONSOLIDES RESUMES DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2015

4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIERE SEMESTRIELLE 2015 (PERIODE DU 1ER JANVIER AU 30 JUIN 2015)

DECLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2015

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

A Paris, le 29 juillet 2015

Jean-Bernard Lévy
Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE

AU 30 JUIN 2015

SOUS-SOMMAIRE

1. CHIFFRES CLES 7
2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2015 9
3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2014 ET 2015 26
4. ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS 38
5. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES 43
6. OPERATIONS AVEC LES PARTIES LIEES 51
7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2015 51
8. FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS 51
9. FAITS MARQUANTS POSTERIEURS A LA CLOTURE 55
10. PERSPECTIVES 55

1. CHIFFRES CLES

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2015 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2015. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards)*, IFRS *(International Financial Reporting Standards)*, et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2015.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2015 du groupe EDF.

Les comptes consolidés résumés sont établis conformément à la norme IAS 34 relative à l'information financière intermédiaire. Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. A ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

Les données comparatives 2014 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21. Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont le fait générateur de l'obligation de payer intervient à une date spécifiée ou lors de l'atteinte d'un certain seuil d'activité. La comptabilisation de certaines taxes n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2015 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en pourcentage sont calculées par rapport aux données retraitées du premier semestre 2014.

Extrait du compte de résultat consolidé

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	38 396	36 125	2 271	+6,3	+0,1
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 147	8 833	314	+3,6	-0,3
Résultat d'exploitation	4 536	5 100	(564)	-11,1	-14,6
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 388	3 813	(425)	-11,1	-14,8
Résultat net part du Groupe	2 514	2 518	(4)	-0,2	-3,7
Résultat net courant(1)	2 928	2 554	374	+14,6	+10,9

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents et hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* nets d'impôts (cf. § 3.9).

Cash flow après dividendes

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow après dividendes(1)	(1 888)	(877)	(1 011)	n.a.

(1) Le cash flow après 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 après variation du besoin en fonds de roulement et investissements nets tels que définis au chapitre 4, dotations et retraits sur actifs dédiés, et dividendes.

Informations relatives à l'endettement financier net

(En millions d'euros)	30/06/2015	31/12/2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net(1)	37 502	34 208	(3 294)	+9,6
Capitaux propres – part du Groupe	36 106	35 246	860	+2,4
Endettement financier net/EBE	2,1 (2)	2,0		

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans les bilans consolidés 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. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.
(2) Le ratio au 30 juin 2015 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2014 retraité de l'impact lié à l'interprétation IFRIC 21 et du premier semestre 2015, avec numérateur et dénominateur à périmètre comparable.

2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2015

2.1. ELEMENTS DE CONJONCTURE

2.1.1.EVOLUTION DES PRIX DE MARCHE DE L'ELECTRICITE ET DES PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE

Au cours du premier semestre 2015, les prix spot de l'électricité ont été globalement supérieurs à ceux du premier semestre 2014 en raison de températures inférieures à celles de la même période l'année dernière. Seuls les prix spot allemands ont été contenus à un faible niveau du fait d'une production d'origine renouvelable en hausse.

2.1.1.1. Prix spot de l'électricité en Europe[1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du 1er semestre 2015 en base (€/MWh)	38,7	56,5	49,8	30,2	44,0
Variation 2015/2014 des moyennes en base sur le 1er semestre	*12,0 %*	*10,0 %*	*0,7 %*	*-6,6 %*	*+13,3 %*
Moyenne du 1er semestre 2015 en pointe (€/MWh)	46,5	62,7	54,5	37,0	51,7
Variation 2015/2014 des moyennes en pointe sur le 1er semestre	*5,8 %*	*9,0 %*	*-2,9 %*	*-7,9 %*	*+8,9 %*

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

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 38,7 €/MWh, en hausse de 4,1 €/MWh par rapport au premier semestre 2014 en raison de la progression de la demande au premier semestre 2015 en grande partie portée par la hausse de la consommation. En effet, les températures se sont établies à 0,2°C en dessous des normales et en baisse de 0,8°C par rapport au premier semestre 2014, qui avait été particulièrement doux (baisse de 1,9°C entre le premier trimestre 2014 et le premier trimestre 2015). La hausse de la production d'origine renouvelable et la disponibilité nucléaire ont compensé la baisse de la production d'origine hydraulique. La hausse de la demande a été absorbée par une utilisation accrue des moyens thermiques à flamme et notamment par les centrales à gaz.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité sont en hausse de 5,1 €/MWh par rapport au premier semestre 2014, en s'établissant en moyenne à 56,5 €/MWh. La hausse est intervenue principalement au deuxième trimestre 2015 sous l'effet de prix du gaz à court terme plus hauts au deuxième trimestre cette année que l'année passée.

En **Italie**, les prix spot sont restés stables (+0,7 %) à 49,8 €/MWh.

En **Allemagne**, les prix spot se sont établis en moyenne à 30,2 €/MWh, en baisse de 2,1 €/MWh par rapport au premier semestre 2014. Malgré des températures en baisse par rapport à l'année dernière, l'équilibre offre-demande a été globalement détendu, favorisé par une offre abondante, particulièrement d'origine éolienne alors que la production photovoltaïque a été globalement stable. La production moyenne éolienne s'est établie à 8,2 GWh sur le premier semestre 2015, en hausse de 1,9 GWh par rapport à la même période l'année dernière.

[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.

En **Belgique**, les prix spot sont en hausse de 5,2 €/MWh par rapport au premier semestre 2014, s'établissant en moyenne à 44,0 €/MWh. La hausse des prix spot par rapport au premier semestre 2014 est particulièrement portée par le premier trimestre 2015, en raison d'une nette diminution de la capacité nucléaire disponible. En effet, deux tranches nucléaires (Doel 3 et Tihange 2) ont été arrêtées fin mars 2014, avec une date de retour qui n'est pas encore confirmée. Par ailleurs, après 40 ans de fonctionnement, la centrale de Doel 1 a été mise à l'arrêt en février 2015, néanmoins une réouverture est envisagée pour étendre sa durée de fonctionnement jusqu'à 2025. Ces événements ont contraint l'équilibre offre-demande belge durant l'hiver. Cette baisse de la capacité disponible a entraîné un pic de prix à 105,9 €/MWh le 24 mars 2015, prix le plus élevé depuis l'hiver 2012.

2.1.1.2. Prix à terme de l'électricité en Europe[2]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne de prix à terme du contrat annuel 2016 durant le 1er semestre 2015 en base (€/MWh)	38,8	60,9	47,6	32,0	44,3
Variation 2015/2014 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1er semestre	-8,5 %	-2,3 %	-12,6 %	-9,3 %	-0,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2016 en base au 30 juin 2015 (€/MWh)	39,5	62,1	48,9	32,1	46,2
Moyenne des prix à terme du contrat annuel 2016 durant le 1er semestre 2015 en pointe (€/MWh)	47,5	68,4	52,1	40,6	52,8
Variation 2015/2014 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1er semestre	-12,2 %	-4,1 %	-11,3 %	-7,9 %	-4,8 %
Prix à terme du contrat annuel 2016 en pointe au 30 juin 2015 (€/MWh)	47,7	69,9	53,8	40,4	54,2

Les contrats annuels de l'électricité en base sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2014, en France, en Allemagne, en Italie et au Royaume-Uni. Ce recul est dû principalement à une baisse de prix des combustibles.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 8,5 % (-3,6 €/MWh) environ à celui constaté au premier semestre 2014. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon, du pétrole et du gaz. Celle-ci a toutefois été légèrement atténuée par la hausse du prix des émissions de CO_2.

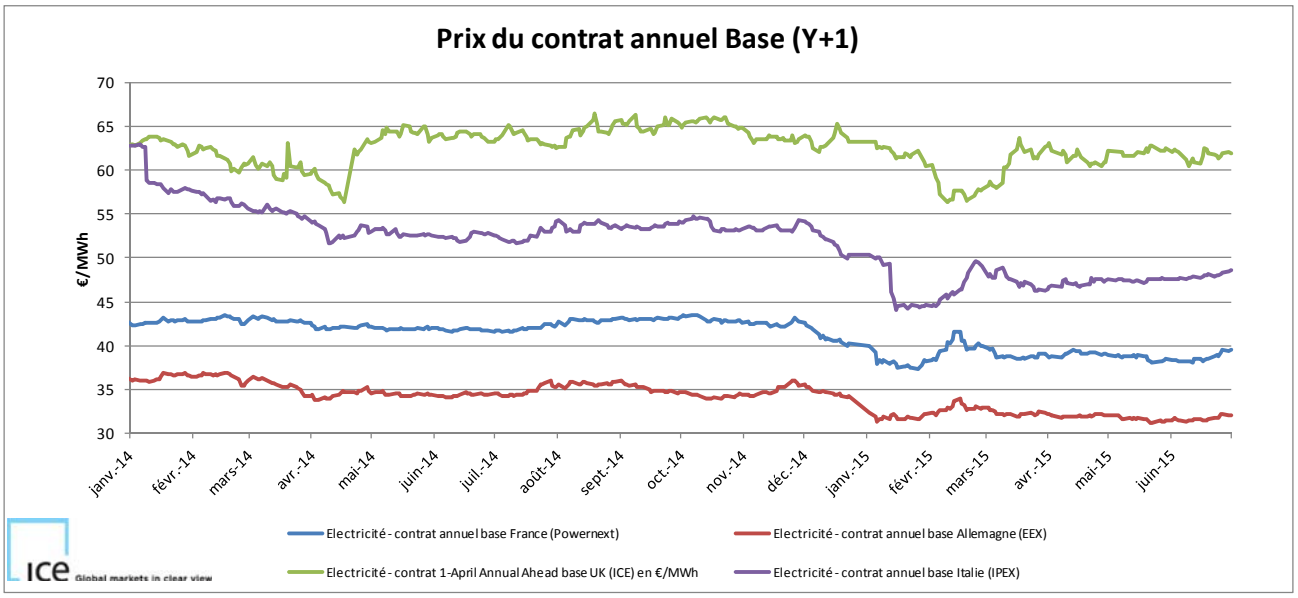
Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1er avril N+1 au 31 mars N+2, a diminué de 2,3 %, suivant la tendance baissière des prix à terme du gaz.

En **Italie**, le contrat annuel en base a également fortement reculé, pour s'établir en moyenne près de 7 €/MWh moins cher qu'au premier semestre 2014. Cet important repli s'explique par la baisse des prix du gaz ainsi que par la progression des énergies renouvelables.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a diminué en moyenne de 3,5 €/MWh par rapport au premier semestre 2014. Ce recul s'explique par la baisse de prix des combustibles, ainsi que par la croissance des parcs photovoltaïques et surtout éoliens outre-Rhin.

En **Belgique**, le contrat annuel en base est resté stable malgré des incertitudes quant à la possible extension de la durée de vie des tranches de Doel 1 et 2. En effet, la durée d'exploitation de celles-ci pourrait être étendue à 2025.

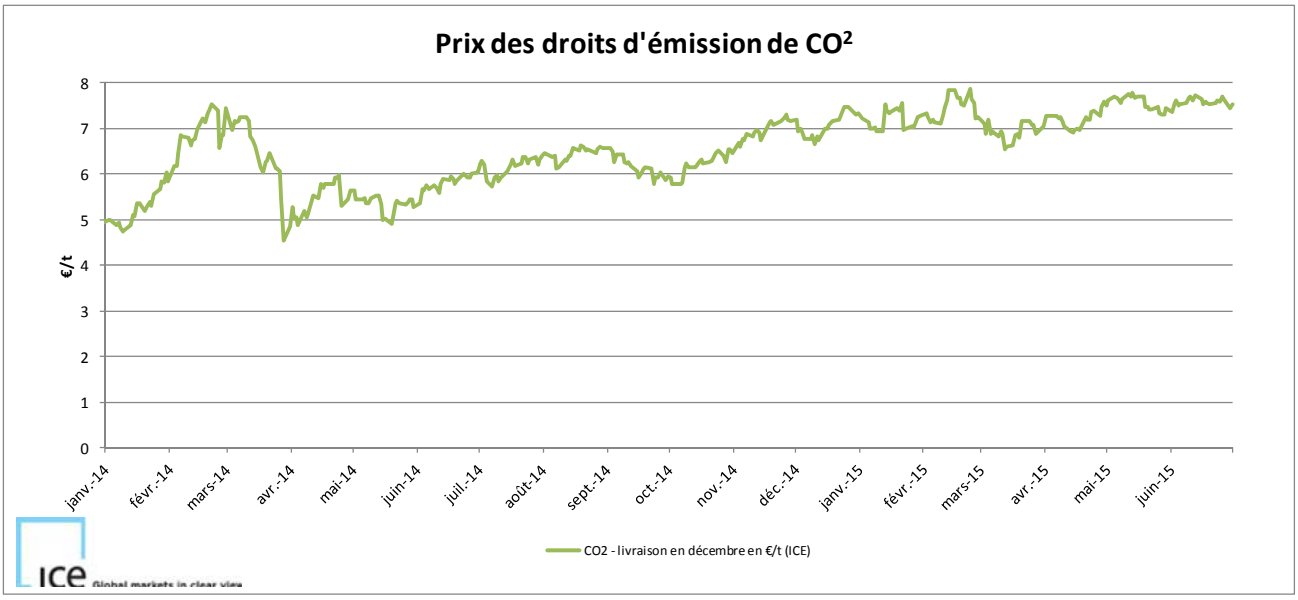
[2] France et Allemagne : cotation EEX de l'année suivante ;
Belgique : cotation moyenne EDF-T de l'année suivante ;
Italie : cotation moyenne EDF-T de l'année suivante ;
Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2015 puis avril 2016 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril N au 31 mars N+1).



2.1.1.3. Evolution du prix[3] des droits d'émission de CO_2

Le prix des droits d'émissions de CO_2 pour livraison en décembre 2015 s'est établi en moyenne à 7,2 €/t au cours du premier semestre 2015. Il a augmenté de 1,6 €/t par rapport au premier semestre 2014, une évolution favorable liée aux discussions sur les termes de la mise en œuvre du mécanisme dit de *Market Stability Reserve* (MSR).

Ce mécanisme vient pérenniser l'effet du mécanisme de « *backloading* » pour placer des quotas dans une réserve. Il vise à contrôler les volumes proposés à l'offre et ainsi à soutenir les cours du CO_2.



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

2.1.1.4. Prix des combustibles fossiles[4]

	Charbon ($/t)	Pétrole ($/bbl)	Gaz naturel (€/MWh)
Moyenne du 1er semestre 2015	59,1	59,3	21,8
Variation 2015/2014 des moyennes sur le 1er semestre	-28,0 %	-45,5 %	-13,6 %
Plus haut au 1er semestre 2015	65,3	67,8	23,6
Plus bas au 1er semestre 2015	55,6	46,6	20,1
Prix au 30 juin 2014	78,8	112,4	23,7
Prix au 30 juin 2015	60,4	63,6	21,6

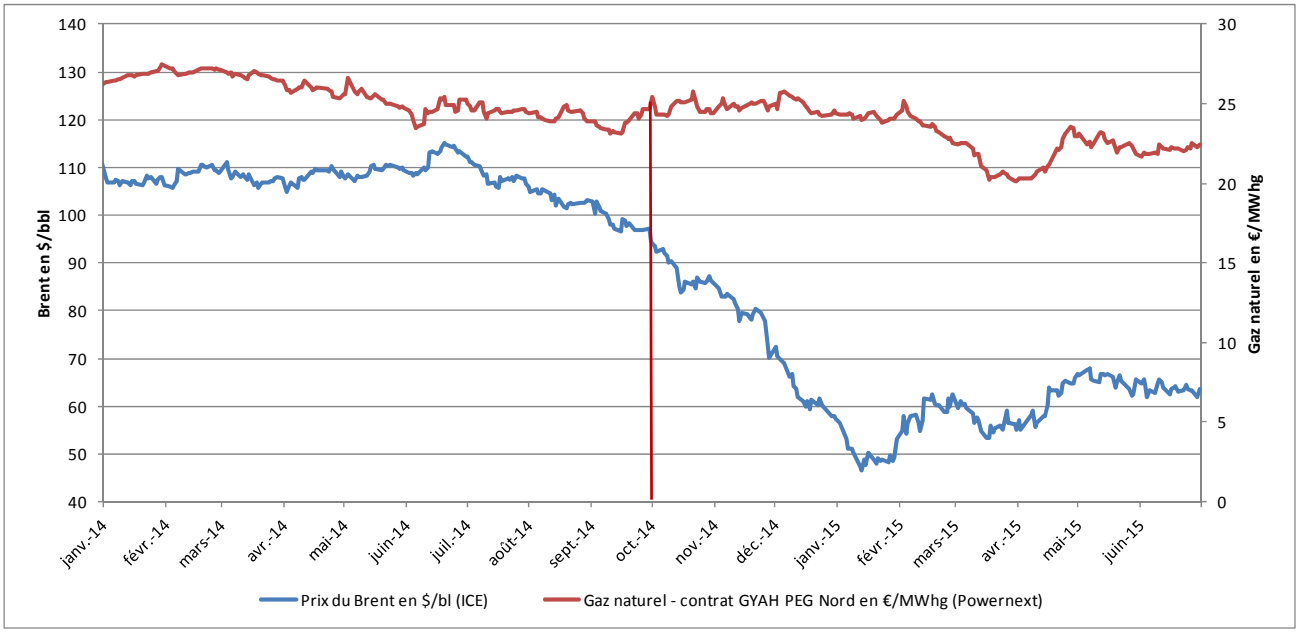
Le prix à terme du **charbon** a baissé de 28 % par rapport au premier semestre 2014, en raison d'un équilibre offre-demande mondial toujours très détendu. Il a atteint le 8 avril 2015 son plus bas niveau depuis la fin de l'année 2005 à 55,6 $/t. Malgré des diminutions sporadiques des exportations colombiennes, la faiblesse de la demande mondiale et les capacités importantes de production, notamment dans le bassin pacifique, maintiennent les prix très bas. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2016 termine le semestre à 60,4 $/t.

Le cours du **pétrole** a fortement diminué de 45,5 % par rapport au premier semestre 2014. L'abondance de l'offre, en provenance d'Arabie Saoudite notamment, par rapport à l'atonie de la demande mondiale, entraîne une forte pression baissière sur les prix. La fermeture de certains sites de production, aux États-Unis notamment, devenus non rentables vu le faible niveau des cours, a contribué à un léger rebond du prix du pétrole au cours du semestre.

Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** en France est en baisse de 13,6 % par rapport au premier semestre 2014. Malgré la crise russo-ukrainienne et les restrictions de production sur le champ gazier néerlandais de Groningue, les prix ont diminué en raison d'une plus grande disponibilité du GNL en Europe due à une demande plus faible en Asie. Par ailleurs, la baisse des prix du pétrole a entraîné une baisse des prix des contrats d'approvisionnement de long terme qui sont pour partie indexés sur le prix des commodités pétrolières. Les acteurs ont donc choisi d'augmenter les quantités importées via ces contrats, contribuant là aussi à la pression baissière sur les prix.

[4] Charbon : Cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en $/t) ;
Pétrole : Brent / baril de pétrole brut première référence IPE (*front month*) - (en $/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.

Evolution des prix du gaz naturel et du pétrole



2.1.2.CONSOMMATION D'ELECTRICITE[5] ET DE GAZ[6]

En **France**, la consommation électrique est en hausse de 3,9 % au premier semestre 2015 en raison de températures plus froides qu'au premier semestre 2014 qui avait été particulièrement doux. Ajustée de l'effet climat, la demande du semestre est quasiment stable.

Au **Royaume-Uni**, la consommation intérieure d'électricité, peu thermo-sensible, est en baisse de 1,6 % par rapport au premier semestre 2014 en raison d'une amélioration de l'efficacité énergétique. En **Italie**, elle est stable à -0,3 %, la baisse de la production hydraulique, qui avait atteint un niveau exceptionnel en 2014, ayant été compensée par la production thermique et renouvelable.

La consommation de gaz naturel en **France** est en forte hausse de 12,5 % par rapport au premier semestre 2014 principalement due aux températures plus froides qu'au premier semestre 2014.

La consommation intérieure estimée du gaz naturel au **Royaume-Uni** ressort en hausse de 10,2 % par rapport au premier semestre 2014 en raison d'un climat plus froid qu'à la même période de l'an passé et d'une plus forte demande. En **Italie**, la demande de gaz a augmenté de +7,9 % en 2015 en raison de températures plus basses, induisant une hausse des consommations sur le marché résidentiel et de la production thermique.

2.1.3.TARIFS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en **France**, voir § 2.2.6.1.5.

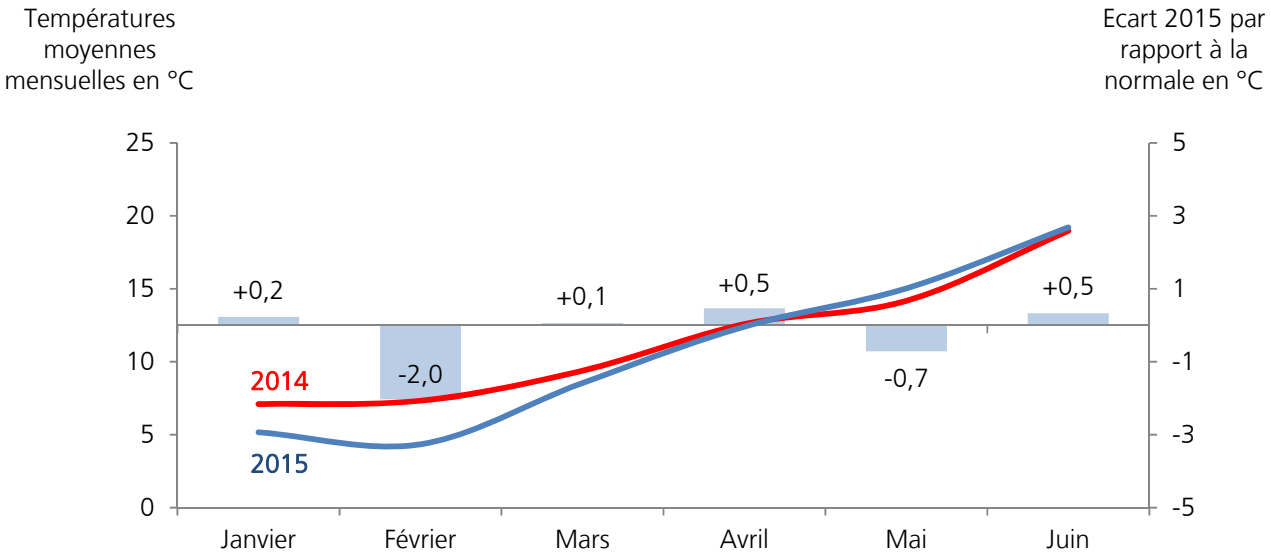
Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a annoncé le 27 janvier 2015 une baisse de 1,3 % des tarifs de gaz, effective à partir du 11 février 2015, afin de répondre à la récente baisse des prix de marché du gaz. Une grande majorité des achats d'énergie permettant d'approvisionner les clients a été réalisée en avance et à des prix plus élevés. Cet effet ainsi que les bas prix déjà offerts par EDF Energy ont ainsi limité la baisse des tarifs.

[5] Données France : RTE, Aperçu mensuel sur l'énergie électrique, juin 2015.
Données Royaume-Uni : données fournies par le *Department of Energy and Climate Change* pour le premier trimestre, estimation d'EDF Energy pour le deuxième trimestre.
Données Italie : données Terna retraitées par Edison.
[6] Données France : Smart GRTgaz et TIGF.
Données Royaume-Uni : données fournies par le *Department of Energy and Climate Change* pour le premier trimestre, estimation de la filiale locale pour le deuxième trimestre.
Données Italie : Ministère du Développement Economique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

2.1.4.CONDITIONS CLIMATIQUES : TEMPERATURES ET PLUVIOMETRIE

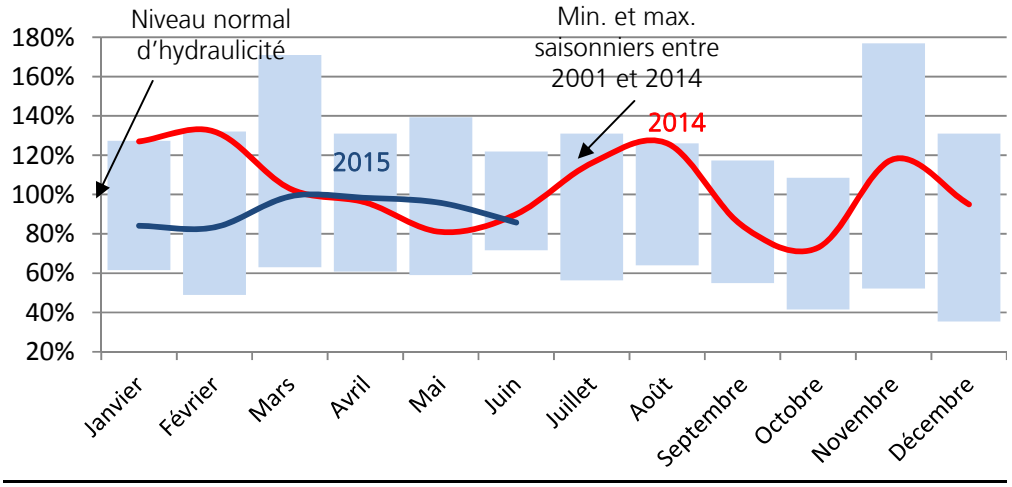
Le premier trimestre 2015 marque une rupture avec celui de 2014 qui avait été particulièrement doux (+1,3°C au-dessus des normales). Le deuxième trimestre est resté proche de la normale.

Températures en France aux premiers semestres 2014 et 2015[7]



En France, mis à part les Pyrénées qui ont connu des précipitations (et un enneigement) excédentaires, les précipitations ont été déficitaires, en particulier sur les Alpes du Sud et le centre du pays. Conséquence de cette météorologie particulière, le productible hydraulique France a été inférieur à la normale en cumulé sur le premier semestre.

Hydraulicité en France en 2014 et au premier semestre 2015



[7] Source : Miréor (données Météo-France) ; moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique

2.2. EVENEMENTS MARQUANTS[8]

2.2.1.EVENEMENTS MAJEURS

2.2.1.1. Accord de partenariat stratégique entre EDF et Areva

EDF et Areva ont signé le 30 juillet un protocole d'accord formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comporte 3 volets.

En premier lieu, EDF et Areva concluront un accord stratégique et industriel global, afin notamment d'améliorer et de développer l'efficacité de leur coopération dans des domaines tels que la Recherche et Développement, la vente de nouveaux réacteurs à l'export, l'entreposage de combustibles usés et le démantèlement.

Ce protocole porte en deuxième lieu sur le projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP, société en charge des services et des fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs. Il prévoit un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51%), la participation d'Areva à hauteur d'un maximum de 25% dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du Grand Carénage pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF.

Le protocole vise enfin à créer une société dédiée, détenue à hauteur de 80% par EDF et de 20% par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle intégré producteur/fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

Les parties se sont mises d'accord sur un prix indicatif (valeur des fonds propres à 100%[9]) de 2,7 milliards d'euros[10], à la date de réalisation de l'opération et ont convenu que le traitement de la trésorerie de la période intermédiaire entre le 1er janvier 2015 et la date de réalisation ferait l'objet d'un accord ultérieur tenant compte des mesures engagées et des prévisions qui seront présentées par le nouveau management d'AREVA NP. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2015 de 8x[11]. Le protocole stipule également qu'EDF, AREVA NP et leurs filiales seront totalement immunisés contre tout risque lié au projet Olkiluoto 3. Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51% à 75%, l'ensemble des conditions financières permet de préserver les grands équilibres du Groupe et de confirmer que cette opération aura un impact neutre sur son cash flow 2018.

Une phase de « due diligence » détaillée va s'engager à partir du mois d'août afin de permettre à EDF de remettre une offre ferme au dernier trimestre 2015. Avant la remise d'une offre ferme, le Groupe procèdera à la consultation de ses instances représentatives du personnel ainsi qu'à la négociation de la participation d'éventuels autres partenaires. La réalisation de l'opération est envisagée au second semestre 2016, sous réserve notamment de l'approbation des autorités compétentes, en matière de contrôle des concentrations.

[8] Les événements marquants relatifs aux litiges figurent à la section 8 du présent document.
Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.

[9] Périmètre de la transaction après exclusion des activités non reprises

[10] Chiffre "non engageant" sans reprise de passif lié à Olkiluoto3 ni de dette financière à la date de réalisation et pouvant faire l'objet d'un ajustement après « due diligence »

[11] EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets

2.2.1.2. Décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (« RAG »)

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union Européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003 au motif que la Commission aurait dû dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros correspondant à la somme qui avait été versée par EDF à l'État Français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE pour leurs quotes-parts respectives). La Commission a décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État devra ordonner à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

EDF a pris acte de cette décision et procédera au remboursement des sommes exigées. EDF conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et déposera, sous réserve de l'examen de la décision, un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne. EDF en traduit les conséquences sur ses comptes consolidés de la façon suivante :

Au 30 juin 2015, de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009, le principal d'impôt, soit 889 millions d'euros, impacte négativement les capitaux propres consolidés du Groupe, tandis que les intérêts financiers courus associés impactent le résultat net part du Groupe, et sont estimés au 30 juin 2015 à environ 350 millions d'euros après impôt.

Sur le second semestre 2015, cette décision devrait se traduire par une augmentation de l'endettement financier net du Groupe de l'ordre de 0,9 milliards d'euros (effet net d'impôt hors impact sur l'endettement financier net de RTE, comptabilisé par mise en équivalence).

2.2.2.DEVELOPPEMENTS STRATEGIQUES

2.2.2.1. Projet de centrale nucléaire Hinkley Point C

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne a approuvé les principaux termes des accords entre le groupe EDF et le gouvernement britannique pour la construction de la centrale de Hinkley Point C située dans le Somerset.

Les prochaines étapes préalables à une décision finale d'investissement incluent notamment : la conclusion d'accords avec les partenaires du projet ; l'approbation par la Commission européenne et le gouvernement britannique des dispositions relatives au contrat de transfert des déchets ; la mise en place de la garantie de financement dans le cadre du programme « Infrastructure UK » ; la finalisation du « *Contract for Difference* » et des contrats avec les principaux fournisseurs.

Le 6 juillet 2015, le gouvernement autrichien a déposé un recours contre la décision de la Commission européenne du 8 octobre 2014 devant le Tribunal de l'Union européenne. Le 15 juillet 2015, Greenpeace Energy et une alliance germano-autrichienne regroupant des fournisseurs d'énergie et services municipaux ont également déposé un recours contre cette décision.

2.2.3.PARTICIPATIONS ET PARTENARIATS

2.2.3.1. Finalisation de l'accord entre EDF Luminus et ATS

Le 27 mai 2015, l'acquisition par EDF Luminus d'une participation majoritaire dans ATS SA a été finalisée suite à l'avis favorable de l'autorité belge de la concurrence. Outre la distribution de matériel électrique, ATS offre des solutions intégrées complètes en électricité et en chauffage : conception et ingénierie, installation et entretien des réseaux électriques industriels, projets d'automatisation, froid industriel, détection incendie et hydraulique. EDF Luminus et ATS pourront mieux assister leurs clients industriels et des secteurs tertiaire et public, grâce à une offre enrichie de solutions d'efficacité énergétique et d'optimisation de leur consommation.

2.2.3.2. Finalisation de l'acquisition de Cesbron par Dalkia

Le 24 mars 2015, Dalkia a annoncé la finalisation de l'acquisition à 100 % de Cesbron, spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Dalkia et Cesbron développeront dès l'année 2015 des synergies commerciales en vue d'améliorer leurs parts de marché et répondre positivement aux défis de la transition énergétique. Le rapprochement des deux entreprises rend désormais possible le développement d'offres intégrées à destination de clients à la recherche d'économies d'énergie.

2.2.3.3. Prolongation d'une série d'accords existants avec les partenaires chinois d'EDF

Dans le cadre de leurs partenariats stratégiques, EDF et China General Nuclear Power Group (CGN) ont annoncé le 29 janvier 2015 avoir signé un nouvel accord afin de partager leur retour d'expérience sur l'exploitation et l'ingénierie des parcs nucléaires existants pour maintenir les plus hauts niveaux de sûreté et conserver la cohérence entre les normes et les procédures françaises et chinoises. EDF a également signé un accord avec Huadian, un des premiers électriciens chinois, ouvrant la voie à de futures collaborations sur des projets communs en Chine et à l'international. Trois domaines seront particulièrement à l'étude : les centrales à cycle combiné gaz, les centrales hydrauliques et les énergies renouvelables.

Lors de sa visite en France le 30 juin 2015, le Premier Ministre Chinois et Manuel Valls ont émis une déclaration conjointe sur la coopération franco-chinoise dans l'énergie nucléaire. Ils ont ainsi demandé aux industriels une association plus étroite pour concevoir des nouveaux réacteurs de troisième génération sûrs et compétitifs qui répondent aux besoins du marché mondial.

Dans ce cadre, EDF, associé à AREVA, a signé avec ses partenaires chinois CGN et CNNC des accords pour développer les orientations données par les gouvernements.

2.2.3.4. Investissements et cessions opérés par EDF Énergies Nouvelles

Dans le cadre du troisième appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution en 2013, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le 17 février 2015 avoir remporté, via sa filiale locale EDF EN Canada, le projet éolien de Nicolas-Riou (224,4 MW) au Québec. Sa construction devrait débuter au printemps 2016 et sa mise en service est prévue fin 2017. Ce projet est détenu à 50 % par EDF EN Canada et à 33 % par Énergie Éolienne Bas-St-Laurent. Les 17 % de parts restantes dépendent de La Régie inter-municipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. Les sociétés ont conjointement signé avec Hydro-Québec Distribution un contrat de fourniture d'électricité d'une durée de 25 ans.

Le 25 février 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la création d'une filiale locale, EDF EN do Brasil, basée à Rio, marquant ainsi son entrée sur le marché brésilien. EDF EN do Brasil débute ses activités locales par l'acquisition d'une part majoritaire dans un portefeuille de 800 MW de projets éoliens auprès de SOWITEC, un développeur figurant parmi les leaders internationaux des énergies renouvelables. Ce portefeuille sera développé en partenariat par EDF EN do Brasil et SOWITEC qui par ailleurs, reste impliqué dans le portefeuille de projets en développement avec une part minoritaire de 20 %. Situé dans l'une des zones les plus ventées de l'état de Bahia, ce portefeuille inclut un premier projet de 70 MW dont la mise en service est prévue fin 2017. L'électricité produite sera vendue dans le cadre d'un PPA (*Power Purchase Agreement*) d'une durée de 20 ans, déjà signé avec ANEEL.

Le 14 avril 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé son entrée au Chili. Sa nouvelle filiale locale, EDF EN Chile, a signé un contrat de financement et conclu un accord de partenariat pour un projet solaire photovoltaïque de 146 MWc, Laberinto, situé dans le désert d'Atacama dans le nord du pays. Le projet est codétenu à parité par EDF Énergies Nouvelles et Marubeni. EDF Énergies Nouvelles a obtenu un financement de projet long terme auprès d'un consortium constitué de banques locales et internationales. La construction et l'exploitation-maintenance de la centrale solaire seront assurées par une filiale locale d'EDF Énergies Nouvelles dédiée à ces activités.

Le 23 juin 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition du projet de parc éolien de Salt Fork au Texas, via sa filiale nord-américaine EDF Renewable Energy. D'une capacité maximale de 200 MW, la mise en service de ce projet éolien, initialement développé par Cielo Wind Power, est prévue pour fin 2016. L'électricité générée par les 150 premiers mégawatts de Salt Fork sera vendue à Garland Power & Light dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité à long terme.

Au premier semestre 2015, EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs cédé 378 MW.

2.2.3.5. Acquisition d'un parc éolien au Royaume-Uni par EDF Energy Renewables

Le 2 avril 2015, EDF Energy Renewables (détenue à 50 % par EDF Energy et à 50 % par EDF Énergies Nouvelles) a annoncé le rachat du projet de construction d'un parc éolien sur le site de Corriemoillie, en Écosse, qui doit comprendre à terme 19 turbines pour une puissance installée totale de 45 MW.

2.2.3.6. Développement de l'exploitation-maintenance d'EDF Énergies Nouvelles

Le 5 mars 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le déploiement, via sa filiale dédiée EDF EN Services, de ses activités services d'exploitation-maintenance (O&M) d'installations d'énergie renouvelable en Belgique avec la création d'EDF EN Services Belgium. Codétenue par EDF Luminus, société du groupe EDF en Belgique, la nouvelle filiale commune propose des services de gestion pour les parcs éoliens et centrales solaires sur le territoire belge, pour le compte d'EDF Luminus et de tiers propriétaires exploitants.

2.2.3.7. Snam, GIC et EDF Invest conluent un accord avec Crédit Agricole Assurances pour son entrée au capital de TIGF

Le 28 janvier 2015, Snam, GIC et EDF Invest ont annoncé la conclusion d'un accord avec Crédit Agricole Assurances en vue de son entrée au capital de TIGF à hauteur de 10 %. La transaction a été finalisée le 26 février 2015. A l'issue de l'opération, Snam, GIC et EDF Invest ont perçu un peu plus de 180 millions d'euros, et détiennent désormais avec Crédit Agricole Assurances respectivement 40,5 %, 31,5 %, 18,0 % et 10,0 % du capital de TIGF indirectement.

2.2.3.8. EDF Invest finalise l'acquisition de Madrileña Red de Gas

Le 7 mai 2015, EDF Invest a finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG). Créé en 2009 suite à la vente par Gas Natural Fenosa d'une partie de ses actifs, MRG est un opérateur régulé de réseau de distribution de gaz. La société opère exclusivement dans la région de Madrid. Cette participation a été affectée à la poche Infrastructures d'EDF Invest aux côtés des investissements dans TIGF, Porterbrook et RTE.

2.2.3.9. Electranova : bilan trois ans après la création du fonds et investissement dans une huitième start-up

Le 27 mai 2015, Electranova Capital, fonds d'investissement géré par Idinvest Partners, en partenariat avec EDF et soutenu par Allianz et BPI, a annoncé son 8ème investissement dans la start-up nord-américaine FirstFuel, spécialisée en intelligence artificielle et désireuse de se porter sur le marché européen. Doté de 90 millions d'euros dont 30 millions d'euros provenant d'EDF, le fonds dédié aux éco-technologies créé en mai 2012, était déjà entré au capital de sept start-up dans des domaines aussi divers que les batteries nouvelles générations (Forsee Power), les radars ou Lidars pour l'implantation de l'éolien off shore (Leosphère) ou les plateformes dédiées à l'internet des objets (Actility). Intégré au dispositif d'ouverture vers les jeunes sociétés innovantes mis en place au sein de la R&D d'EDF,

l'objectif du fonds est d'accompagner la croissance de jeunes entreprises sur des marchés à fort développement, répondant à des problématiques clés de la transition énergétique et à des enjeux stratégiques pour le groupe EDF.

2.2.3.10. Projet d'introduction en bourse d'EDF Luminus approuvé par son Conseil d'administration

Le 13 mai 2015, le Conseil d'administration d'EDF Luminus a décidé d'engager son projet d'introduction en bourse sur Euronext Bruxelles. Conformément au pacte d'actionnaires relatif à EDF Luminus conclu le 16 avril 2010 avec le groupe EDF, les actionnaires belges d'EDF Luminus avaient notifié leur demande d'introduction en bourse en vue de céder leurs titres. A ce jour, le groupe EDF détient 63,5 % du capital d'EDF Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium, le solde (36,5 %) étant détenu par les actionnaires belges Publilec, Publilum, Socofe, VEH, Ethias et Nethys. Cette opération pourrait être réalisée d'ici la fin de l'année 2015, sous réserve des conditions de marché et de l'approbation de l'Autorité belge des Services et Marchés Financiers (FSMA).

2.2.3.11. Cession de Budapesti Erőmű ZRt.(BERT) en Hongrie

Le 30 juin 2015, EDF et EP Energy ont annoncé la signature d'un accord pour la cession de la participation majoritaire d'EDF dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű ZRt (BERT). EP Energy va ainsi acquérir plus de 95 % des actions de cette entreprise, qui détient trois centrales à gaz de cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité) : Kelenföld (avec une capacité installée de 188 MWe électrique et 395 MWt thermique), Újpest (105 MWe et 421 MWt) et Kispest (113 MWe et 366 MWt). Ces centrales de cogénération couvrent presque 60 % des besoins en chaleur de Budapest et produisent environ 3 % de l'électricité hongroise.
La transaction sera soumise à l'approbation de l'autorité de la concurrence et du régulateur hongrois, ainsi qu'à l'autorisation du ministère français en charge de l'Économie.

2.2.3.12. Accord avec Macquarie pour la vente de la participation de 25 % d'EDF dans Energie Steiermark Holding AG (Estag)

Le 10 juillet 2015, EDF et Macquarie Infrastructure and Real Assets ont annoncé la signature d'un accord pour la vente de la participation de 25 % d'EDF International SAS dans Energie Steiermark Holding AG (Estag) à Macquarie European Infrastructure Fund IV (MEIF4), un fonds d'investissements à long terme spécialisé dans les infrastructures. Estag est le quatrième distributeur d'énergie en Autriche. Implanté dans le Land de Styrie, Estag exerce ses activités dans la distribution et la commercialisation d'électricité, de gaz et de chaleur, ainsi que dans les services. La transaction est soumise à l'approbation des autorités de concurrence compétentes et de contrôle des investissements étrangers. La finalisation de la transaction, attendue au cours du deuxième semestre 2015, nécessite aussi l'approbation du Land de Styrie, l'actionnaire majoritaire d'Estag, ainsi que la signature d'un nouveau pacte d'actionnaires entre Macquarie et le Land de Styrie.

2.2.4.PROJETS D'INVESTISSEMENT

2.2.4.1. En France

2.2.4.1.1. EPR de Flamanville

Le 7 avril 2015, AREVA et EDF ont annoncé avoir informé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) du lancement d'une nouvelle campagne d'essais pour la qualification du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR de Flamanville. Cette campagne fait suite à des essais chimiques et mécaniques réalisés sur une pièce représentative du couvercle et du fond de la cuve et dont les résultats ont montré que l'un des paramètres n'était pas respecté. Les processus industriels employés sur la cuve de Flamanville 3 correspondent aux spécifications mécaniques mises en œuvre et validées sur le programme de réacteurs nucléaires français. Ces processus démontrent leur robustesse à travers les 1 700 années-réacteurs de bon fonctionnement. Cependant, depuis l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN) datant de 2005, l'ASN exige au plan des performances mécaniques de nouvelles spécifications, à mettre en œuvre sur Flamanville 3. Les équipes d'EDF et d'AREVA sont mobilisées pour réaliser au plus tôt les essais complémentaires, après accord de l'ASN sur leurs modalités, et apporter à l'Autorité toutes les informations permettant de démontrer la sûreté et la qualité des équipements concernés. Dans le cadre d'une audition devant le sénat le 16 juin 2015, le président de l'ASN Mr Pierre-Franck Chevet a déclaré que l'ASN ne se prononcerait pas sur la sécurité de la cuve avant le premier semestre 2016.

Par courrier du 12 juin 2015, le Président de l'Autorité de Sûreté Nucléaire a accusé réception de la demande de mise en service de Flamanville 3 qui lui a été remise par EDF le 19 mars 2015 et a demandé des informations complémentaires.

2.2.4.1.2. Mises en service réalisées par la filiale EDF PEI (Production Électrique Insulaire)

Dans le cadre de ses objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer, la filiale EDF PEI a mis en service sur le premier semestre 2015 les 5 derniers groupes Diesel de la centrale de Pointe-Jarry en Guadeloupe. La totalité des 4 centrales de la filiale EDF PEI est donc désormais en exploitation, pour une capacité totale de production de près de 750 MW.

2.2.4.1.3. Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du "Grand carénage" destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, à prolonger leur durée de fonctionnement. Le Conseil d'administration a en outre souhaité que ce programme d'investissements fasse l'objet d'une conduite, d'un suivi et d'un contrôle exemplaires.

Le montant total des investissements s'établit au maximum à 55 milliards d'euros (2013) d'ici à 2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement à ce jour. Ce chiffrage indicatif sera validé ultérieurement et progressivement après l'optimisation des solutions de déploiement du programme, les travaux d'évaluation complémentaires et la prise en compte des Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE/Plan stratégique) prévues dans le projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Ce programme industriel sera engagé progressivement, dans le respect des objectifs de la loi relative à la transition énergétique, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, ainsi que des procédures d'autorisation prévues pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

2.2.4.2. Autres activités

2.2.4.2.1. Principales mises en service de parcs éoliens et solaires

Le 29 janvier 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la mise en service du parc éolien de Grassridge en Afrique du Sud par InnoWind, sa filiale locale. Situé dans la province du Cap Oriental, sur le territoire de la municipalité de Nelson Mandela Bay, ce parc éolien de 61,5 MW est le premier des trois projets éoliens remportés par EDF Énergies Nouvelles en 2012, dans le cadre d'un appel d'offres d'énergie renouvelable lancé par le gouvernement sud-africain. L'énergie produite par Grassridge est achetée par le gestionnaire de réseau, dans le cadre d'un contrat d'électricité d'une durée de 20 ans. Le parc éolien de Grassridge est ainsi codétenu à 40 % par des partenaires locaux, les 60 % restants appartiennent à InnoWind (filiale à 80 % d'EDF Energies Nouvelles).

Le 29 avril 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la mise en service de capacités supplémentaires pour les parcs éoliens d'Arada-Montemuro (9,2 MW) et de São Pedro (2 MW) au Portugal. Ces extensions portent la puissance installée cumulée des deux parcs à 133 MW. Situé dans la région centre du Portugal, le parc éolien d'Arada-Montemuro, mis en service en 2008, accueille une extension de 9,2 MW portant sa puissance installée totale à 121 MW. Dans la même région, le parc éolien de São Pedro, composé de cinq turbines de 2 MW lors de sa mise en service par l'entreprise en 2005, totalise aujourd'hui une puissance installée de 12 MW.

Le 3 juin 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la mise en service du parc éolien de Longhorn par sa filiale nord-américaine, EDF Renewable Energy. Le parc éolien de Longhorn est connecté à la ligne de raccordement du nord du Texas, CREZ (« *Competitive Renewable Energy Zones* »), qui permet de transporter la production éolienne issue de ces zones particulièrement ventées vers les zones de forte consommation de l'Etat. L'électricité produite par le parc éolien est vendue sur le marché libre local d'électricité ERCOT (« *Electric Reliability Council of Texas* ») et bénéficie d'un contrat de couverture à prix fixe sur le long terme.

Le 9 juillet 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la mise en service de la troisième tranche du parc éolien de Soma en Turquie, via sa filiale locale Polat Enerji détenue par le Groupe à hauteur de 45 %. Cette extension, d'une puissance installée de 100 MW, porte la capacité cumulée du parc éolien à 240 MW.

Le 24 juillet 2015, EREN Renewable Energy et EDF Énergies Nouvelles ont annoncé les mises en service des centrales solaires de NSM et Odisha, qui totalisent 150 MWc de capacité installée dans les Etats indiens du Rajasthan et d'Odisha. Remportés à la suite d'appels d'offres lancés par le gouvernement indien pour NSM et par l'État d'Odisha pour le projet du même nom, ces projets ont été développés par ACME Solar. EREN Renewable Energy et EDF Énergies Nouvelles sont chacun actionnaires d'ACME Solar à hauteur de 25 %.

2.2.4.2.2. Allocation de fonds dans le cadre du Green Bond

En novembre 2013, le Groupe a lancé avec succès la première émission obligataire verte *(Green Bond)* en euros réalisée par une grande entreprise, levant ainsi 1,4 milliard d'euros pour le financement de projets renouvelables d'EDF Énergies Nouvelles. A fin juin 2015, la totalité des 1,4 milliard d'euros a été allouée. Ces fonds ont permis de financer 13 projets d'énergie renouvelable (éolien, solaire photovoltaïque, biométhane), situés en France et en Amérique du Nord, et développés par EDF Énergies Nouvelles. Ces projets représentent une capacité totale de 1,8 GW et un potentiel de production annuelle d'environ 7 TWh.

2.2.5.CENTRALES NUCLEAIRES EXISTANTES

2.2.5.1. En Belgique

Après 10 mois d'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 (dont EDF Luminus détient dans chacune des droits de tirages à hauteur de 10,2 %) pour inspections des cuves, où avaient été détectées des microfissures durant l'été 2012, l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) avait donné l'autorisation, le 17 mai 2013, de redémarrer ces centrales. L'exploitant Electrabel avait convenu avec l'AFCN d'un programme de tests supplémentaires visant à évaluer le comportement des cuves dans la durée. Sur l'ensemble des tests réalisés, l'un d'entre eux ne donnant pas des résultats conformes aux attentes des experts, Electrabel a pris l'initiative, le 25 mars 2014, de mettre les réacteurs à l'arrêt par mesure de précaution, dans l'attente des résultats complémentaires. Le 13 mai 2015, Electrabel a publié un communiqué indiquant que l'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2 serait prolongée jusqu'au 1er novembre 2015, afin de laisser du temps supplémentaire pour l'AFCN de finaliser ses analyses complémentaires.

2.2.6.ENVIRONNEMENT REGLEMENTAIRE

2.2.6.1. France

2.2.6.1.1. Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014. Au premier semestre 2015, elles sont en forte baisse pour s'établir à 12,4 TWh principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive. Au guichet destiné au second semestre 2015, les demandes s'élèvent à 3,9 TWh dans un contexte où plusieurs fournisseurs ont résilié leur contrat-cadre avec EDF.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1er janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1er juillet 2015 puis a reporté la date d'application dans l'attente des conclusions des discussions avec la Commission européenne.

2.2.6.1.2. CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF[12]. Cette taxe, assise sur la consommation d'électricité, est collectée directement auprès du consommateur final.

L'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoit un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe (soit un total d'environ 5,2 milliards d'euros au 30 juin 2015). En complément, en 2014, l'évolution du cadre légal et réglementaire de la CSPE a permis de reconnaitre les coûts de portage des déficits du mécanisme comme une charge de service public ouvrant droit à compensation par la contribution à la CSPE.

Les principaux faits marquants du premier semestre 2015 concernent :

- l'évolution du mécanisme CSPE évoqué dans le cadre de la loi de transition énergétique. Lors de l'examen au Sénat en février du projet de loi sur la transition énergétique, les sénateurs ont fait des propositions sur la question du financement de la CSPE et ont envisagé de faire évoluer le mécanisme. Le gouvernement s'est engagé à présenter, en vue de la prochaine loi de Finances 2016, une réforme de la CSPE. Dans cet objectif, une mission a été confiée le 2 février 2015 à l'Inspection générale des finances par les Ministres de l'Ecologie, des Finances et du Budget;
- l'avis Praxair rendu le 22 juillet 2015 par le Conseil d'Etat, par lequel il estime que les demandes de restitution de CSPE présentées sur le fondement de l'arrêt Vent de colère devraient être rejetées (voir partie 8 « Faits marquants relatifs aux litiges en cours » pour plus de détails) ;
- le lancement par le Gouvernement de deux nouveaux appels d'offres pour la réalisation d'installations de production photovoltaïque qui seront éligibles au mécanisme d'obligations d'achat :
  - Un appel d'offres, lancé le 20 mars 2015, concernant des installations photovoltaïques sur ombrières de parking en France métropolitaine continentale d'une puissance totale de 120 MW ;
  - Un appel d'offres, lancé le 18 mai 2015, pour la réalisation d'installations de production photovoltaïque dans les zones non interconnectées pour une puissance totale de 50 MW.

  Les réponses des candidats à ces appels d'offres sont respectivement attendues pour septembre et novembre 2015.

Le montant des charges à compenser d'EDF au titre du premier semestre 2015 s'élève à 3,3 milliards d'euros, en hausse de 8 % par rapport au premier semestre 2014. Cette hausse s'explique principalement par l'effet de la baisse des prix de marché qui augmente le surcout de l'énergie sous obligation d'achat à compenser par la CSPE et par une hausse des volumes produits par les filières photovoltaïque et éolienne. Les montants encaissés sur le premier semestre 2015 s'établissent quant à eux à 3,2 milliards d'euros, soit une hausse de 14 % par rapport à mi-2014. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation du niveau de la CSPE applicable à compter du 1er janvier 2015 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2014, portant son niveau pour l'année 2015 à 19,5 €/MWh).

[12] Les Entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

2.2.6.1.3. Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4)

La CRE a publié le 28 mai 2015 la délibération portant décision sur l'évolution au 1er août 2015 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution va augmenter de 0,4 %. Cette hausse correspond à une stabilisation du coefficient d'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)[13] et à une hausse de l'inflation de 0,4 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE va également augmenter de 2,4 % au 1er août 2015, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, et à une prise en compte de l'inflation de 0,4 %.

En outre, le 7 mai 2014, la CRE avait décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure s'appliquait depuis le 1er août 2014 et jusqu'au 31 juillet 2015. Dans la délibération du 11 juin 2015 portant décision sur l'évolution du TURPE Transport, la CRE prolonge l'abattement de 50 % du TURPE Transport à ces électro-intensifs jusqu'au 31 décembre 2015, date d'entrée en vigueur des dispositions prévues à l'article 43 du projet de loi de transition énergétique. La perte de recettes pour RTE deviendra une créance tarifaire grâce au mécanisme de CRCP et sera compensée dans le cadre des futures évolutions tarifaires.

2.2.6.1.4. Recours concernant les Tarifs Réglementés de Vente

Le 28 octobre 2014, le gouvernement a publié un décret mettant en place une méthode de construction des tarifs réglementés de vente par empilement, en fonction de l'addition du prix de l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. Le 30 octobre, un arrêté par lequel les ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie ont modifié les grilles des tarifs réglementés a été pris en application de ce décret.

Le 7 janvier 2015, le juge des référés du Conseil d'Etat a rejeté la demande, présentée par l'ANODE, d'une suspension de cet arrêté du 30 octobre 2014. La décision au fond est attendue.

Par ailleurs, Direct Energie a déposé un recours contre le décret du 28 octobre 2014, en attente de décision du Conseil d'Etat.

2.2.6.1.5. Tarifs Réglementés de Vente d'électricité en France

Le 15 juillet 2015, la CRE a publié son rapport 2015 sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV), dans lequel elle constate qu'un déficit tarifaire de 922 millions d'euros au titre de 2014 vient s'ajouter aux déficits antérieurs non rattrapés.

Le 29 juillet 2015, la CRE a publié une délibération portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux TRV à compter du 1er août 2015 proposé par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et par le ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique. Selon la délibération de la CRE, le projet d'arrêté prévoit des évolutions moyennes qui s'élèvent à +2,5 % pour les tarifs bleus résidentiels, 0 % pour les tarifs bleus professionnels, +0,9 % pour les tarifs jaunes et +4,0 % pour les tarifs verts. S'agissant des tarifs bleus des particuliers et des petites entreprises, la CRE donne un avis favorable aux évolutions proposées dans le projet d'arrêté, en relevant que l'arrêté tarifaire tient compte des rattrapages tarifaires à effectuer, en les étalant sur les trois prochaines années. S'agissant des tarifs jaunes et verts, la CRE donne un avis défavorable, jugeant notamment que les hausses envisagées au 1er août 2015 sont très insuffisantes pour réaliser l'intégralité des rattrapages d'ici le 1er janvier 2016, date à laquelle ces tarifs auront été supprimés.

L'avis de la CRE sur cette proposition est consultatif. La publication de l'arrêté au Journal Officiel est prévue d'ici fin juillet.

[13] Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

2.2.6.1.6. Adoption définitive par l'Assemblée nationale du projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. La promulgation de la loi interviendra après examen et décision du Conseil constitutionnel.

2.2.6.2. Royaume-Uni

2.2.6.2.1. Enquête CMA sur le marché de l'énergie

La semaine du 6 juillet 2015, la *CMA* – l'autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés – a publié ses conclusions provisoires et ses propositions de solutions possibles telles qu'identifiées au cours de son enquête préliminaire sur « la fourniture et l'acquisition d'énergie en Grande Bretagne ».

Les conclusions provisoires confirment l'absence d'effet significatif relatif à la production, à la mise en commun des ressources de production et de fourniture (intégration verticale) et à l'efficacité des marchés de gros de l'électricité et du gaz. La *CMA* a en revanche conclu provisoirement que la « faiblesse de la réaction client », à la fois des clients résidentiels et des très petites entreprises, offre aux fournisseurs une force concurrentielle vis-à-vis de leurs clients inactifs, qu'ils peuvent exploiter par le biais de politiques de prix.

Dans ce contexte, la *CMA* a proposé 18 solutions possibles, dont une grande partie n'est définie que de manière générale à ce stade, et sur lesquelles elle va consulter les parties prenantes. Les solutions possibles se concentrent en majorité sur la commercialisation et le cadre règlementaire, comme attendu, et en particulier sur des mesures permettant d'améliorer l'implication des clients. La *CMA* publiera en cours d'année un document de décision provisoire qui couvrira toutes les solutions qu'elle recommandera de mettre en place. S'ensuivra alors une nouvelle période de consultation. L'échéance règlementaire pour la publication du rapport final de la *CMA* est fixée au 25 décembre 2015.

3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2014 ET 2015

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2014 et 2015 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, Royaume-Uni, Italie, Autre International et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Les données du premier semestre 2014 sont retraitées pour intégrer l'effet de la première application d'IFRIC 21 relative aux droits et taxes, qui entraîne la comptabilisation de certaines taxes dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas (impact de -775 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation et de -599 millions d'euros sur le résultat net part du Groupe).

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité
Chiffre d'affaires	**38 396**	**36 125**
Achats de combustible et d'énergie	(19 495)	(18 293)
Autres consommations externes	(4 082)	(3 676)
Charges de personnel	(6 401)	(5 644)
Impôts et taxes	(2 674)	(2 620)
Autres produits et charges opérationnels	3 403	2 941
Excédent brut d'exploitation (EBE)	**9 147**	**8 833**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	24	122
Dotations aux amortissements	(4 375)	(3 753)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(55)	(86)
(Pertes de valeur)/reprises	(474)	(19)
Autres produits et charges d'exploitation	269	3
Résultat d'exploitation	**4 536**	**5 100**
Résultat financier	**(1 148)**	**(1 287)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**3 388**	**3 813**
Impôts sur les résultats	(985)	(1 274)
Quote-part de résultat net des coentreprises et des entreprises associées	201	103
Résultat net consolidé	**2 604**	**2 642**
Dont résultat net - part du Groupe	**2 514**	**2 518**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	90	124
Résultat net part du Groupe par action *(en euros)*		
Résultat net par action	**1,14**	**1,23**
Résultat net dilué par action	**1,14**	**1,23**

3.1. CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires s'élève à 38,4 milliards d'euros, en hausse de 6,3 % par rapport au premier semestre 2014 et stable en organique (+0,1 %).

3.1.1.EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES GROUPE

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**38 396**	36 125	2 271	+6,3	+0,1

3.1.2.EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES PAR SEGMENT

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France	**20 791**	**20 352**	**439**	**+2,2**	**+3,0**
Royaume-Uni	5 553	5 167	386	+7,5	-4,3
Italie	5 811	6 292	(481)	-7,6	-7,7
Autre international	2 923	2 863	60	+2,1	+0,9
Autres activités	3 318	1 451	1 867	+128,7	+6,3
Total hors France	**17 605**	**15 773**	**1 832**	**+11,6**	**-3,7**
Chiffre d'affaires du Groupe	**38 396**	**36 125**	**2 271**	**+6,3**	**+0,1**

Au premier semestre 2015, le chiffre d'affaires réalisé hors segment France représente 45,9 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 43,7 % au premier semestre 2014.

3.1.2.1. France

Evolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 20 791 millions d'euros, en hausse organique de 3,0 % par rapport au premier semestre 2014.

Cette croissance résulte principalement d'une hausse des volumes d'électricité vendus aux clients finals (+6,3 TWh) essentiellement sous l'effet favorable du climat (+8,5 TWh) pour 701 millions d'euros caractérisé par un retour à la normale comparé à un premier semestre 2014 particulièrement doux (voir § 2.1.4). Elle s'explique également par la hausse de la part énergie des tarifs réglementés de vente intervenue le 1er novembre 2014 pour 400 millions d'euros.

Au 30 juin 2015, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 78,5 %, en retrait de 0,9 point par rapport à fin juin 2014. Au 30 juin 2015, la part de marché gaz naturel est de 4,9 %, en hausse de 0,4 point par rapport à fin juin 2014.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités Production et Commercialisation (non régulées)[14], activités de réseaux[15] et activités insulaires[16]

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**20 791**	**20 352**	**439**	**+2,2**	**+3,0**
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	19 659	19 256	403	+2,1	+3,0
Activités de réseaux	7 116	6 910	206	+3,0	+3,0
Activités insulaires	539	523	16	+3,1	+3,1
Eliminations	(6 523)	(6 337)	(186)		

La hausse organique de 3,0 % du chiffre d'affaires des **activités Production et Commercialisation (non régulées)** s'explique principalement par un climat plus froid qu'au premier semestre 2014, qui avait été particulièrement doux. Cette croissance reflète également l'augmentation de la part énergie des tarifs réglementés.

Le chiffre d'affaires des **activités de réseaux** est en hausse organique de 3,0 %, principalement du fait de l'augmentation des volumes vendus liée au climat.

Le chiffre d'affaires des **activités insulaires** est en augmentation organique de 3,1 %, porté par les récentes mises en service (voir § 2.2.4.1.2).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2015 à 210,4 TWh, son plus haut niveau pour un premier semestre depuis 2011, contre 208,8 TWh au premier semestre 2014, soit une hausse de 1,6 TWh. Cette amélioration de la production s'explique par les efforts continus de maîtrise de la durée des arrêts programmés.

La production hydraulique s'élève à 20,4 TWh, en diminution de 1,4 TWh par rapport au premier semestre 2014 en raison de conditions hydrologiques moins favorables qu'au premier semestre 2014.

La production thermique à flamme s'élève à 3,7 TWh, en hausse de 0,4 TWh par rapport au premier semestre 2014 dans un contexte de prix de marché de l'électricité plus élevés qu'au premier semestre 2014.

Les volumes vendus aux clients finals (y compris aux entreprises locales de distribution) sont en hausse de 6,3 TWh. Le différentiel de températures entre les deux semestres explique à lui seul une hausse de 8,5 TWh.

Les volumes nets vendus sur les marchés de gros sont en hausse de 23,8 TWh par rapport au premier semestre 2014, du fait de la baisse des souscriptions des volumes ARENH (-24,4 TWh).

[14] Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.
[15] Activités qui ne regroupent plus que les activités de Distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité Transport au 31 décembre 2010. Les activités de Réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.
[16] Activités de production et de distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI et PEI).

3.1.2.2. Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 5 553 millions d'euros au premier semestre 2015, en hausse de 7,5 % par rapport au premier semestre 2014 et en baisse organique de 4,3 %. Il a bénéficié d'un effet de change favorable à hauteur de 609 millions d'euros.

La décroissance organique s'explique notamment par la baisse des ventes d'électricité en raison de la baisse du nombre de comptes clients et malgré la hausse des volumes de gaz vendus grâce au climat plus froid qu'en 2014.

3.1.2.3. Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 5 811 millions d'euros, en baisse de 7,6 % par rapport au premier semestre 2014, soit -7,7 % en organique.

Cette réduction résulte principalement du contexte de marché marqué par la forte chute des cours du brent et la baisse des prix unitaires sur les marchés électriques et gaziers.

La baisse du chiffre d'affaires affecte particulièrement les activités électriques où les volumes vendus sur les marchés de gros et aux clients finals sont en retrait de 14,6 %.

A l'inverse dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires progresse de 4,1 % grâce à un retour à la normale de la demande suite à un premier semestre 2014 pénalisé par un fort effet climat négatif, qui avait significativement impacté les volumes commercialisés aux clients résidentiels et aux centrales thermiques. Cette tendance a largement compensé la baisse des prix du gaz et du brent.

3.1.2.4. Autre International

Le segment **Autre International** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités aux Etats-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 2 923 millions d'euros au premier semestre 2015, en hausse de 60 millions d'euros (+2,1 %) par rapport au premier semestre 2014. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en augmentation organique de 0,9 % par rapport au premier semestre 2014.

Cette augmentation provient pour l'essentiel de la **Belgique**, en lien avec la progression des volumes commercialisés dans le gaz liée au climat plus froid qu'au premier semestre 2014.

En revanche, le chiffre d'affaires diminue en **Hongrie**, où il est essentiellement pénalisé par la baisse des tarifs régulés d'électricité et de chaleur intervenue au second semestre 2014, et celle des prix de marché de l'électricité liée à la baisse des prix du gaz, ainsi qu'en **Pologne**, où le recul est lié à une diminution des volumes d'électricité produits qui n'a été que partiellement compensée par l'augmentation des prix réalisés de l'électricité.

3.1.2.5. Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg et Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 3 318 millions d'euros au premier semestre 2015, en hausse de 1 867 millions d'euros (+128,7 %) et en croissance organique de 91 millions d'euros (+6,3 %) par rapport au premier semestre 2014. L'effet périmètre s'élève à +1 711 millions d'euros et concerne pour l'essentiel la prise de contrôle des activités de Dalkia en France à compter de juillet 2014.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe est de 420 millions d'euros, en recul organique de 4,5 % par rapport au premier semestre 2014. Ceci s'explique notamment par l'impact sur l'activité Production des cessions réalisées en 2014.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**, constitué de sa marge de *trading*, est de 440 millions d'euros, en diminution organique de 10 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014, soit -2,3 %. Ce mouvement s'explique notamment par une moindre performance sur le marché nord-américain où l'activité avait été particulièrement soutenue au premier semestre 2014, partiellement compensée par une amélioration de la marge de *trading* en Europe en raison de températures plus froides et d'une volatilité des prix de marché accrue suite notamment à un fort mouvement baissier entrainé en particulier par les prix du pétrole.

Le chiffre d'affaires d'**Électricité de Strasbourg** s'établit à 436 millions d'euros, en hausse organique de 40 millions d'euros (+10,1 %) par rapport au premier semestre 2014, qui s'explique notamment par des volumes vendus d'électricité et de gaz plus élevés sur le premier semestre 2015 qu'au premier semestre 2014 qui avait été particulièrement doux.

Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 276 millions d'euros au 30 juin 2015. Il correspond à des activités qui étaient portées sur le premier semestre 2014 par le segment France. La progression organique est de 96 millions d'euros et correspond à une augmentation des volumes réalisés dans les activités de stockage.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 1 442 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en lien avec la reprise des activités de Dalkia en France à compter du 25 juillet 2014.

3.2. EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)

L'EBE ressort en hausse de 3,6 % et en baisse de 0,3 % en organique.

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**38 396**	**36 125**	**2 271**	**+6,3**	**+0,1**
Achats de combustible et d'énergie	(19 495)	(18 293)	(1 202)	+6,6	+2,0
Autres consommations externes	(4 082)	(3 676)	(406)	+11,0	-5,6
Charges de personnel	(6 401)	(5 644)	(757)	+13,4	+5,2
Impôts et taxes	(2 674)	(2 620)	(54)	+2,1	+1,3
Autres produits et charges opérationnels	3 403	2 941	462	+15,7	+15,2
Excédent brut d'exploitation (EBE)	**9 147**	**8 833**	**314**	**+3,6**	**-0,3**

3.2.1. EVOLUTION ET ANALYSE DE L'EBE GROUPE

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 9 147 millions d'euros au premier semestre 2015, en hausse de 3,6 % par rapport au premier semestre 2014 et en recul organique de 0,3 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 19 495 millions d'euros au premier semestre 2015, en augmentation de 1 202 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014 (+6,6 %) et en hausse organique de 2,0 %. Cette hausse est globalement corrélée à l'augmentation du chiffre d'affaires, notamment sur la **France**.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 4 082 millions d'euros, en hausse par rapport au premier semestre 2014 (+406 millions d'euros, +11,0 %) mais en recul organique de 206 millions d'euros (-5,6%). Cette variation concerne essentiellement le **Royaume-Uni**, avec une diminution organique de 144 millions d'euros (-25,3%). Cette baisse reflète les efforts réalisés par EDF Energy pour maîtriser ses coûts et la diminution des charges sur les programmes d'efficience énergétique ECO par rapport au premier semestre 2014. En **France**, les autres consommations externes sont stables (-0,4 %).

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 6 401 millions d'euros, en augmentation de 757 millions d'euros (soit +13,4 %) par rapport au premier semestre 2014, et de 295 millions d'euros (soit +5,2 %) en organique. Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel sont en hausse organique de 260 millions d'euros (+5,8 %), dont 153 millions d'euros dus à des mouvements de provisions et à la hausse des charges de retraites liée à la diminution du taux d'actualisation, et 107 millions d'euros en lien notamment avec la fin du programme de sécurisation des compétences engagé depuis près de trois ans.

Les **impôts et taxes** s'établissent à 2 674 millions d'euros au premier semestre 2015, en augmentation de 54 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014, soit +2,1 %. La croissance organique est de 34 millions d'euros, soit +1,3%.

Les **autres produits et charges opérationnels** dégagent un produit net de 3 403 millions d'euros au premier semestre 2015, en hausse de 15,7 % par rapport au premier semestre 2014 (+15,2 % en organique). En **France**, les autres produits et charges opérationnels augmentent de 443 millions d'euros en organique, notamment du fait de la hausse des compensations CSPE due principalement à l'augmentation de 2,1 TWh des obligations d'achats d'énergie.

3.2.2.EVOLUTION ET ANALYSE DE L'EBE PAR SEGMENT

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France	**6 359**	**6 097**	**262**	**+4,3**	**+3,4**
Royaume-Uni	1 312	1 174	138	+11,8	+0,0
Italie	246	456	(210)	-46,1	-46,9
Autre international	352	298	54	+18,1	+14,4
Autres activités	878	808	70	+8,7	-7,8
Total hors France	**2 788**	**2 736**	**52**	**+1,9**	**-8,6**
EBE Groupe	**9 147**	**8 833**	**314**	**+3,6**	**-0,3**

3.2.2.1. France

Evolution de l'EBE du segment France

La contribution du segment France à l'EBE du Groupe s'élève à 6 359 millions d'euros, en augmentation organique de 3,4 % par rapport au premier semestre 2014. Cette contribution représente 69,5 % de l'EBE du Groupe au premier semestre 2015, contre 69,0 % pour le premier semestre 2014.

Ventilation de l'EBE du segment France entre activités de Production et Commercialisation (non régulées), activités de réseaux et activités insulaires

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
EBE	**6 359**	**6 097**	**262**	**+4,3**	**+3,4**
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	3 885	3 734	151	+4,0	+2,6
Activités de réseaux	2 085	2 020	65	+3,2	+3,2
Activités insulaires	389	343	46	+13,4	+13,4

L'EBE des activités **Production et Commercialisation (non régulées)** est en croissance organique de 2,6 %. Cette hausse s'explique notamment par la hausse de la part énergie des tarifs intervenue le 1er novembre 2014, ainsi que par l'impact favorable du climat. La bonne performance de la production nucléaire (+1,6 TWh), soutenue par les efforts continus de maîtrise de la durée des arrêts programmés, a permis de compenser la baisse de production hydraulique (-1,4 TWh) liée aux conditions hydrologiques moins favorables qu'au premier semestre 2014. Par ailleurs, l'EBITDA est pénalisé par le faible niveau des prix de marché qui induit notamment un transfert vers le marché des volumes précédemment souscrits dans le cadre du mécanisme ARENH.

L'EBE des **activités de réseaux** est en croissance de 3,2 %, en raison de l'impact favorable du climat, plus froid qu'au premier semestre 2014.

L'EBE des activités **insulaires** progresse de 46 millions d'euros, en raison notamment des mises en service de nouvelles centrales par la filiale EDF PEI (Production Électrique Insulaire).

3.2.2.2. Royaume-Uni

La contribution du Royaume-Uni à l'EBE du Groupe est de 1 312 millions d'euros au premier semestre 2015, en augmentation de +11,8 % et stable en organique. La dépréciation de l'euro vis-à-vis de la livre sterling a eu un impact favorable de 138 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014.

La production nucléaire est quasiment stable au premier semestre 2015 à 30,3 TWh (-0,5 TWh, soit -1,6 %) grâce à une bonne performance du parc nucléaire qui a permis de compenser en grande partie le fonctionnement à puissance réduite des centrales d'Heysham 1 et Hartlepool. La baisse des prix réalisés de l'électricité d'origine nucléaire affecte toutefois la performance du semestre.

L'activité B2C a bénéficié de l'effet positif du climat froid sur les ventes de gaz mais a été pénalisée par la diminution du nombre de comptes clients, en baisse de 266 000 (-4,7 %) par rapport à fin juin 2014.

Le segment bénéficie par ailleurs de la bonne maîtrise des charges opérationnelles sur l'ensemble des activités.

3.2.2.3. Italie

La contribution du segment Italie à l'EBE du Groupe s'élève à 246 millions d'euros, en recul de 210 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014 (et de 214 millions d'euros en organique). Cette baisse concerne essentiellement Edison, dont la contribution à l'EBE du Groupe s'établit à 204 millions d'euros au premier semestre 2015 contre 419 millions d'euros au premier semestre 2014, en retrait organique de 219 millions d'euros.

Ce recul concerne en premier lieu l'EBE de l'activité électricité du fait d'une d'hydraulicité moins favorable qu'au premier semestre 2014 qui avait connu des conditions exceptionnelles, et de l'évolution défavorable des prix. L'EBE a également été pénalisé par la baisse des marges de la production thermique.

Par ailleurs, l'EBE des activités hydrocarbures s'établit en retrait organique de 50 millions d'euros, les activités d'exploration-production ayant été pénalisées par la chute des cours du brent. Pour les activités gazières, Edison est toujours en attente de la conclusion de l'arbitrage de son contrat gaz long terme libyen qui devrait intervenir sur le deuxième semestre 2015.

3.2.2.4. Autre International

L'EBE du segment **Autre International** est en hausse de 54 millions d'euros, soit +18,1 %, et en augmentation organique de 14,4 %.

L'EBE de la **Belgique** est en hausse organique de 17 millions d'euros grâce à l'augmentation des volumes de gaz vendus due au climat plus froid qu'au premier semestre 2014, à la progression de la production éolienne liée aux récentes mises en service (+39 % de capacités éoliennes installées par rapport au 30 juin 2014) et à l'augmentation de l'activité sur les services auxiliaires. L'EBE a par ailleurs été pénalisé par l'arrêt des centrales de Doel 3 et Tihange 2 depuis le 25 mars 2014.

L'EBE en **Pologne** enregistre une augmentation organique de 42 millions d'euros grâce à une amélioration des marges en lien avec l'augmentation des prix réalisés de l'électricité et des tarifs de chaleur, qui a permis de compenser la baisse des volumes d'électricité produits.

En revanche, le **Brésil** est en recul organique de 14 millions d'euros, du fait notamment du programme de maintenance plus important qu'au premier semestre 2014.

3.2.2.5. Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 878 millions d'euros, en recul organique de 7,8 % par rapport au premier semestre 2014.

EDF Énergies Nouvelles enregistre une bonne performance avec un EBE de 377 millions d'euros, en hausse organique de 4,2 % par rapport au premier semestre 2014.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 311 millions d'euros en 2015, en recul organique de 21 millions d'euros (-6,5 %) par rapport au premier semestre 2014. Cette évolution est directement liée à la dégradation de la marge de *trading* observée au niveau du chiffre d'affaires (voir §3.1.2.5).

L'EBITDA des **activités gazières** est en recul par rapport au premier semestre 2014 en raison d'un environnement de prix défavorables.

Dalkia contribue à hauteur de 134 millions d'euros à l'EBE du Groupe.

3.3. RESULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation est en diminution de 11,1 % par rapport au premier semestre 2014.

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**9 147**	**8 833**	**314**	**+3,6**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	24	122	(98)	-80,3
Dotations aux amortissements	(4 375)	(3 753)	(622)	+16,6
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(55)	(86)	31	-36,0
(Pertes de valeur)/reprises	(474)	(19)	(455)	n.a
Autres produits et charges d'exploitation	269	3	266	n.a
Résultat d'exploitation	**4 536**	**5 100**	**(564)**	**-11,1**

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 4 536 millions d'euros au premier semestre 2015, en diminution de 11,1 % par rapport au premier semestre 2014. Ceci s'explique par la hausse des dotations aux amortissements, notamment en France et au Royaume-Uni, par l'augmentation des pertes de valeurs et par l'évolution défavorable des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières (hors activités de *trading*).

3.3.1. VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE *TRADING*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de +122 millions d'euros au premier semestre 2014 à +24 millions d'euros au premier semestre 2015. Cette évolution s'explique principalement par l'**Italie**, où elle concerne des couvertures économiques du portefeuille industriel gaz. Elle reflète principalement le dénouement à l'échéance des instruments de couverture économique qui avaient généré des résultats positifs en 2014.

3.3.2. DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

Les dotations aux amortissements augmentent de 16,6 % par rapport au premier semestre 2014.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 248 millions d'euros, notamment expliquée par les investissements sur le parc de production (maintenance nucléaire et dans une moindre mesure mise en service progressive des nouvelles centrales d'EDF PEI) et sur les actifs de distribution.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 189 millions d'euros (132 millions d'euros en organique) est essentiellement liée aux actifs nucléaires (capitalisation accrue des dépenses de maintenance).

Les dotations aux amortissements de **Dalkia** s'établissent à 63 millions d'euros au premier semestre 2015.

3.3.3. DOTATIONS NETTES AUX PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

La diminution de 31 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2015 par rapport au premier semestre 2014 est principalement attribuable à ERDF.

3.3.4. PERTES DE VALEUR/REPRISES

Au premier semestre 2015, le total des pertes de valeur s'élève à 474 millions d'euros et concerne essentiellement des actifs thermiques en **Belgique** pour 191 millions d'euros, des actifs relatifs à l'activité exploration-production en **Italie** pour 59 millions d'euros en lien avec la chute du prix du brent, des actifs détenus en Grèce par **EDF Énergies Nouvelles** pour 30 millions d'euros ainsi que des projets en **France** et aux **Etats-Unis** pour 176 millions d'euros.

Au premier semestre 2014, les pertes de valeur s'élevaient à 19 millions d'euros.

3.3.5. AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à +269 millions d'euros au premier semestre 2015. Ils résultent principalement de l'accord signé avec ENGIE relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie.

Au premier semestre 2014, les autres produits et charges d'exploitation n'étaient pas significatifs.

3.4. RESULTAT FINANCIER

(En millions d'euros)	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 086)	(1 173)	87	-7,4
Effets de l'actualisation	(1 409)	(1 495)	86	-5,8
Autres produits et charges financiers	1 347	1 381	(34)	-2,5
Résultat financier	**(1 148)**	**(1 287)**	**139**	**-10,8**

Le résultat financier correspond à une charge de 1 148 millions d'euros au premier semestre 2015, en amélioration de 139 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014. Cette évolution s'explique par :

- une diminution des charges d'intérêt de 87 millions d'euros, du fait notamment de l'impact positif des campagnes de variabilisation de la dette par des swaps de taux ;
- une diminution des charges d'actualisation de 86 millions d'euros, liée principalement à la baisse des taux d'actualisation par rapport au premier semestre 2014 ;
- une dégradation de 34 millions d'euros des autres produits et charges financiers, l'augmentation des plus values de cession d'actifs dédiés étant plus que compensée par les intérêts financiers liés à la décision de la commission européenne du 22 juillet 2015 concernant le traitement fiscal des provisions pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir § 2.2.1.2).

3.5. IMPOTS SUR LES RESULTATS

Les impôts sur les résultats s'élèvent à -985 millions d'euros au premier semestre 2015, correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,1 % (comparé à une charge de 1 274 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 33,4 % au premier semestre 2014).

La baisse du taux effectif d'impôt observée sur le premier semestre 2015 par rapport au premier semestre 2014 s'explique en particulier par l'annulation de la taxe Robin Hood en Italie.

3.6. QUOTE-PART DE RESULTAT NET DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIEES

Le Groupe enregistre un produit de 201 millions d'euros au premier semestre 2015, en hausse de 98 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014. Cette augmentation s'explique par l'augmentation du résultat de RTE, de Taishan et de CENG par rapport au premier semestre 2014 et par une perte de valeur de 83 millions d'euros sur la participation dans la coentreprise Estag au premier semestre 2014 sans équivalent en 2015. Ces effets ont permis notamment de compenser une dépréciation des actifs suisses d'Alpiq pour 108 millions d'euros.

3.7. RESULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTROLE

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 90 millions d'euros au premier semestre 2015, en recul de 34 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014.

3.8. RESULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 514 millions d'euros au premier semestre 2015, stable par rapport au premier semestre 2014 (-0,2 %).

3.9. RESULTAT NET COURANT

Le résultat net courant[17] s'établit à 2 928 millions d'euros au premier semestre 2015, en augmentation de 374 millions d'euros, soit +14,6 % par rapport au premier semestre 2014.

[17] Résultat net hors éléments non récurrents et hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* nets d'impôts.
Eléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* nets d'impôts :

- -429 millions d'euros pour divers risques et dépréciations au premier semestre 2015, contre -104 millions d'euros au premier semestre 2014 ;
- +15 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* nettes d'impôt au premier semestre 2015, contre +68 millions d'euros au premier semestre 2014.

4. ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE 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. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

En millions d'euros	1er Semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**9 147**	**8 833**	**314**	**3,6**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(942)	(1 048)	106	
Frais financiers nets décaissés	(911)	(859)	(52)	
Impôt sur le résultat payé	(781)	(1 264)	483	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	225	631	(406)	
Cash flow opérationnel [(1)]	**6 738**	**6 293**	**445**	**7,1**
Variation du besoin en fonds de roulement net	(588)	(54)	(534)	
Investissements nets hors opérations stratégiques [(2)]	(6 401)	(5 615)	(786)	
Cash flow après investissements nets hors opérations stratégiques et variation de BFR net	**(251)**	**624**	**(875)**	
Investissements nets sur opérations stratégiques [(3)]	(44)	(27)	(17)	
Actifs dédiés	213	110	103	
Cash flow avant dividendes [(4)]	**(82)**	**707**	**(789)**	
Dividendes versés en numéraire	(1 806)	(1 584)	(222)	
Cash flow après dividendes	**(1 888)**	**(877)**	**(1 011)**	
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	-	3 970	(3 970)	
Autres variations monétaires	(330)	(14)	(316)	
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(2 218)**	**3 079**	**(5 297)**	
Effet de la variation de change	(1 229)	(310)	(919)	
Autres variations non monétaires	153	49	104	
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	**(3 294)**	**2 818**	**(6 112)**	
Endettement financier net ouverture	**34 208**	**33 433**		
Endettement financier net clôture	**37 502**	**30 615**		

(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 hors opérations stratégiques correspondent aux investissements opérationnels (hors Linky) 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.

(3) Les investissements nets sur opérations stratégiques correspondent aux opérations relatives à Linky et à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe.

(4) 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, investissements nets hors opérations stratégiques (voir note 2) et sur opérations stratégiques (voir note 3) et dotations nettes sur actifs dédiés.

4.1. CASH FLOW OPERATIONNEL

Le cash flow opérationnel s'établit à 6 738 millions d'euros sur le premier semestre 2015 contre 6 293 millions d'euros sur le premier semestre 2014, soit une hausse de +445 millions d'euros (+7,1 %).

Cette variation s'explique principalement par la progression de l'EBE (+314 millions d'euros), ainsi que par une moindre élimination d'éléments non monétaires inclus dans cet agrégat (-942 millions d'euros au premier semestre 2015 contre -1 048 millions d'euros au premier semestre 2014), du fait notamment de débouclages de positions favorables sur l'activité de *trading* enregistrées fin 2014.

Cette variation résulte également de la baisse de l'impôt sur le résultat payé (-781 millions d'euros sur le premier semestre 2015 contre -1 264 millions d'euros sur le premier semestre 2014), essentiellement en raison des écarts en France sur les soldes d'impôt relatifs aux exercices précédents.

Ces hausses sont partiellement compensées par une baisse des dividendes reçus (-406 millions d'euros), principalement en raison du dividende exceptionnel reçu de CENG en 2014, sans équivalent en 2015.

4.2. VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'est accru de -588 millions d'euros sur le premier semestre 2015. Cette variation s'explique principalement par :

- un effet climat défavorable sur la France (climat froid sur le premier semestre 2015) se traduisant par une hausse des créances clients pour environ -850 millions d'euros ;
- un effet saisonnalité se traduisant en France par une baisse des créances clients et des dettes fournisseurs, les deux impacts se compensant globalement ;
- une hausse des stocks de certificats verts au Royaume-Uni partiellement compensée par la restitution des quotas CO_2 pour un total de -191 millions d'euros ;
- une hausse des dettes fiscales en France principalement liée à l'application d'IFRIC 21 pour environ +700 millions d'euros;

Par rapport au premier semestre 2014, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (-534 millions d'euros) s'explique essentiellement par les volumes liés au climat en France, le premier semestre 2015 ayant été marqué par des températures plus froides que le premier semestre 2014. L'écart sur la variation des créances clients se trouve atténué par la variation des taxes collectées sur le chiffre d'affaires.

4.3. INVESTISSEMENTS NETS HORS OPERATIONS STRATEGIQUES

Les investissements nets hors opérations stratégiques s'élèvent à 6 401 millions d'euros à fin juin 2015 contre 5 615 millions d'euros en juin 2014, soit une augmentation de 786 millions d'euros (+14 %) et se décomposent ainsi :

En millions d'euros	1er semestre 2015	1er semestre 2014 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	2 839	2 820	19	0,7
Activités réseaux	1 501	1 384	117	8,5
Activités insulaires	221	208	13	6,3
France	**4 561**	**4 412**	**149**	**3,4**
Royaume-Uni	951	677	274	40,5
Italie	298	144	154	n.a
Autre international	336	276	60	21,7
International	**1 585**	**1 097**	**488**	**44,5**
Autres activités	**255**	**106**	**149**	n.a
Investissements nets hors opérations stratégiques	**6 401**	**5 615**	**786**	**14,0**

En France, l'augmentation des investissements nets hors opérations stratégiques est de 149 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014, soit +3,4 %.

- Concernant les activités Production et Commercialisation (non régulées), la hausse des investissements nets (+19 millions d'euros) s'observe principalement sur les activités de maintenance nucléaire ;
- Sur les activités de réseaux, la hausse des investissements nets (+117 millions d'euros) résulte principalement de décaissements sur le premier semestre 2015 relatif à des investissements réalisés en fin d'année 2014 ;
- Sur les activités insulaires, la hausse des investissements nets (+13 millions d'euros) s'observe dans le domaine thermique, avec notamment les investissements réalisés au premier semestre 2015 pour la mise en service de la centrale de Pointe Jarry en Guadeloupe en avril.

Les investissements nets hors opérations stratégiques à l'International augmentent de 488 millions d'euros, soit +44,5 %.

- Au Royaume-Uni, l'augmentation de 274 millions d'euros s'explique notamment par l'effet change défavorable, par des dépenses en hausse sur le nouveau nucléaire et par des investissements de maintenance du parc nucléaire existant ;
- En Italie, la hausse de 154 millions d'euros s'explique principalement par le développement de projets déjà lancés notamment dans l'exploration-production et par des cessions d'actifs réalisées sur le premier semestre 2014, sans équivalent en 2015 ;

- L'augmentation du segment Autre International (+60 millions d'euros) s'explique essentiellement par des investissements liés à la modernisation des centrales au charbon et de cogénération en Pologne ainsi que des investissements dans le renouvelable en Belgique.

Sur le segment Autres activités, les investissements nets hors opérations stratégiques sont en hausse de 149 millions d'euros. Cette variation est principalement due à :

- la hausse des investissements opérationnels d'ÉDF Energies Nouvelles correspondant essentiellement à la construction de parcs éoliens aux États-Unis et en Afrique du Sud ;
- l'intégration à partir du second semestre 2014 des investissements de Dalkia France.

4.4. INVESTISSEMENTS NETS SUR OPERATIONS STRATEGIQUES

Les investissements nets sur opérations stratégiques sont des opérations relatives à Linky et à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe. Au premier semestre 2015, comme au premier semestre 2014, ces montants correspondent à Linky.

4.5. ACTIFS DEDIES

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. Ce portefeuille s'élève à 23 415 millions d'euros au 30 juin 2015 (voir § 5.1.6).

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

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

Au premier semestre 2015, le flux net de 213 millions d'euros correspond aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

4.6. CASH FLOW AVANT DIVIDENDES

Le cash flow avant dividendes s'établit à -82 millions d'euros au 30 juin 2015 (contre +707 millions d'euros au 30 juin 2014) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de +6 738 millions d'euros (voir § 4.1) ;
- une consommation de BFR de -588 millions d'euros (voir § 4.2) ;
- des investissements nets hors opérations stratégiques de -6 401 millions d'euros (voir § 4.3).

La variation de -789 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014 provient essentiellement de la hausse des investissements nets (hors opérations stratégiques) pour 786 millions d'euros et de la variation défavorable du besoin en fonds de roulement pour -534 millions d'euros, partiellement compensées par l'augmentation du cash flow opérationnel à hauteur de 445 millions d'euros.

4.7. DIVIDENDES VERSES EN NUMERAIRE

Au premier semestre 2015, les dividendes versés en numéraire (-1 806 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende au titre de l'exercice 2014 pour 1 268 millions d'euros ;
- les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (397 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (141 millions d'euros).

4.8. CASH FLOW APRES DIVIDENDES

Le cash flow après dividendes s'élève à -1 888 millions d'euros, en retrait de 1 011 millions d'euros par rapport au premier semestre 2014. Cette diminution reflète principalement l'évolution du cash flow avant dividendes (voir § 4.6).

4.9. EMISSION « HYBRIDE »

Pour rappel, EDF a lancé en janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »). Cette émission de 3 970 millions d'euros constituait la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent avec le portefeuille d'actifs industriels en développement.

4.10. EFFET CHANGE

L'effet change (appréciations de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro[18]) a un impact défavorable de -1 229 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 30 juin 2015.

4.11. ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 37 502 millions d'euros au 30 juin 2015. Il était de 34 208 millions d'euros au 31 décembre 2014. Cette augmentation de 3 294 millions d'euros s'explique principalement par un cash flow après dividendes négatif (-1 888 millions d'euros – voir § 4.8) et une variation de change défavorable (-1 229 millions d'euros – voir § 4.10).

4.12. RATIOS FINANCIERS

	30 juin 2015	31 déc. 2014 Retraité	31 déc. 2013 Retraité [1]
Endettement financier net/EBE	2,1 [2]	2,0	2,1
Endettement financier net/(Endettement financier net + capitaux propres) [3]	47 %	46 %	46 %

[1] Les ratios au 31 décembre 2013 incluent les retraitements liés à l'application des normes IFRS 10 et 11.

[2] Le ratio au 30 juin 2015 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2014 et du premier semestre 2015, avec numérateur et dénominateur à périmètre comparable.

[3] Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.

[18] *Appréciation de 9,5 % de la livre sterling face à l'euro : 1,406 €/£ au 30 juin 2015 ; 1,284 €/£ au 31 décembre 2014*
Appréciation de 8,5 % du dollar américain face à l'euro : 0,894 €/$ au 30 juin 2015; 0,824 €/$ au 31 décembre 2014

5. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et 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'ERDF. 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 par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre de gestion financière. Rattachée à la Direction Contrôle des Risques Groupe, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de la salle des marchés.

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

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

5.1. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES FINANCIERS

5.1.1. POSITION DE LIQUIDITE ET GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITE

5.1.1.1. Position de liquidité

Au 30 juin 2015, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 15 367 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 544 millions d'euros.

Au 30 juin 2015, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

5.1.1.2. Gestion du risque de liquidité

Au cours du premier semestre 2015, EDF SA n'a pas effectué d'émissions obligataires.

Le crédit syndiqué et les lignes bilatérales à la disposition d'EDF SA n'ont fait l'objet d'aucun tirage durant le premier semestre 2015.

Les filiales contrôlées par EDF sont gérées conformément au Guide de Financement et de Trésorerie d'EDF. Leur trésorerie est intégrée au *cash pooling* du Groupe. Elles peuvent bénéficier d'une ligne de crédit *stand-by* avec la maison mère EDF SA pour couvrir leur besoin de liquidité intra-annuel. Elles peuvent également bénéficier de crédits long terme d'EDF IG pour le financement de leurs investissements.

EDF Energy bénéficie d'une ligne de crédit externe de 500 millions de sterlings qui a été tirée dans sa totalité au 31 décembre 2014.

EDF IG bénéficie d'une ligne de crédit externe de 150 millions d'euros (maturité avril 2016) et de lignes de crédit syndiqué pour un montant de 600 millions d'euros (maturité avril 2016) qui n'ont pas été tirées au 30 juin 2015.

Enfin, Edison bénéficie d'une ligne de crédit externe avec un pool de banques de 500 millions d'euros (maturité novembre 2016) qui n'a pas été tirée au 30 juin 2015.

5.1.2.NOTATION FINANCIERE

Au 30 juin 2015, les notes à long et court terme attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective négative (1)	A-1
	Moody's	A1 assortie d'une perspective négative (2)	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective négative	F1
EDF Trading	Moody's	Baa1 assortie d'une perspective négative (3)	n.a
EDF Energy	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective négative (4)	A-1
Edison	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable	n.a

n.a Non-applicable
(1) Le 7 mai 2015, S&P a abaissé la perspective d'EDF à « négative ».
(2) Le 16 avril 2015, Moody"s a dégradé la note d'EDF de Aa3 à A1.
(3) Le 16 avril 2015, Moody"s a dégradé la note d'EDF Trading de A3 à Baa1.
(4) Le 7 mai 2015, S&P a dégradé la note d'EDF Energy de A à A-.

5.1.3.GESTION DU RISQUE DE CHANGE

La dette brute du Groupe au 30 juin 2015 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 69 % en euros, 4 % en dollars américains et 23 % en livres sterling. Le solde, s'élevant à 3 %, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le dollar canadien, le real brésilien et le yen japonais.

Structure de la dette brute, en devises avant et après couverture

30 juin 2015 *(En millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture(1)	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	28 958	10 482	39 440	69
USD	14 252	(11 902)	2 350	4
GBP	11 929	1 175	13 104	23
Autres devises	1 651	245	1 895	3
TOTAL DES EMPRUNTS	**56 791**		**56 791**	**100 %**

(1) Couverture de dettes.

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2015.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

30 juin 2015 *(En millions d'euros)*	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
EUR	39 440	-	39 440
USD	2 350	235	2 585
GBP	13 104	1 310	14 414
Autres devises	1 895	190	2 085
TOTAL DES EMPRUNTS	**56 791**	**1 735**	**58 526**

Le tableau ci-dessous présente la position de change au 30 juin 2015 après gestion liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe.

Position des actifs nets

(En millions de devises)	Position nette après gestion (Actif) au 30 juin 2015 [1]	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2014
USD	2 870	2 241
CHF (Suisse)	136	420
HUF (Hongrie)	64 090	7 480
PLN (Pologne)	2 006	1 967
GBP (Royaume-Uni)	7 234	6 390
BRL (Brésil)	1 027	833
CNY (Chine)	8 739	8 007

[1]Les positions des actifs nets sont celles obtenues à fin mars 2015 (informations à fin juin 2015 non disponibles à la date de publication du présent rapport financier semestriel).

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 31 mars 2015, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat au 30 juin 2015.

5.1.4.GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTERET

Au 30 juin 2015, la dette brute du Groupe après prise en compte des instruments de couverture se répartit en 58,4 % à taux fixe et 41,6 % à taux variable contre 60 % à taux fixe et 40 % à taux variable à fin décembre 2014.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières annuelles, au 30 juin 2015, d'environ 236 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable après couverture.

Le coût moyen de la dette du Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours après couverture) s'établit à 3,09 % au 30 juin 2015 contre 3,29 % au 31 décembre 2014.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % des taux d'intérêt au 30 juin 2015.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

30 juin 2015 *(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
A taux fixe	49 920	(16 729)	33 191	-
A taux variable	6 871	16 729	23 600	236
TOTAL DES EMPRUNTS	**56 791**	**-**	**56 791**	**236**

5.1.5.GESTION DU RISQUE ACTIONS

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions relatif à la couverture des engagements nucléaires d'EDF est présentée ci-après dans la section 5.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 30,9 % en actions à fin juin 2015, soit un montant actions de 3,2 milliards d'euros.

Au 30 juin 2015, les deux fonds de pension mis en place par EDF Energy *(EEGSG : EDF Energy Generation & Supply Group* et *EEPS : EDF Energy Pension Scheme)* sont investis à hauteur de 47 % en actions, ce qui représente un montant actions de 555 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2015, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 34 % en actions, soit un montant de 1 792 millions de livres sterling.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions ce qui conduit au 30 juin 2015 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

Titres de participation directe

Au 30 juin 2015, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 64,8 millions d'euros. La volatilité est estimée à 36,01 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

5.1.6.GESTION DU RISQUE FINANCIER SUR LE PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES D'EDF

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Au 30 juin 2015, la valeur globale du portefeuille s'élève à 23 415 millions d'euros contre 23 033 millions d'euros au 31 décembre 2014. Sa composition est la suivante :

	Au 30 juin 2015	Au 31 décembre 2014
Sous-portefeuille actions	35,0 %	32,9 %
Sous-portefeuille obligataire	25,9 %	27,9 %
Sous-portefeuille trésorerie	1,8 %	2,8 %
CSPE après couverture	22,1 %	22,3 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	15,1 %	14,2 %
TOTAL	100 %	100 %

Le tableau ci-après présente la performance par sous-portefeuille au 30 juin 2015 et au 31 décembre 2014 :

(En millions d'euros)	Valeur de réalisation	Performance au 30/06/2015		Valeur de réalisation	Performance au 31/12/2014	
		Portefeuille	Indice de référence[1]		Portefeuille	Indice de référence[1]
Sous-portefeuille Actions	8 191	8,9 %	8,1 %	7 574	11,8 %	14,1 %
Sous-portefeuille Taux	6 073	-1.0 %	-1,4 %	6 419	9,9 %	11,2 %
Total portefeuille financier	**14 264**	**4,4 %**	**3,2 %**	**13 993**	**10,7 %**	**12,6 %**
Sous-portefeuille Trésorerie	428	0,7 %	-0,03 %	640	0,7 %	0,1 %
Total portefeuille financier et trésorerie	**14 692**	**4,3 %**	**3,2 %**	**14 633**	**10,3 %**	**12,6 %**
CSPE après couverture	5 185	0,8 %	-	5 136	1,7 %	-
Actifs non cotés (EDF Invest) [2]	3 538	- 0,1 % *5,2 %* [3]	-	3 264	8,4 %	-
dont titres RTE affectés	2 440	-1,1 % *5,5 %*[3]	-	2 555	4,4 %	-
Total Actifs Dédiés[2]	**23 415**	**2,9 %** ***3,6 %***[3]	**-**	**23 033**	**7,9 %**	**-**

[1] Indice de référence: MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

[2] Performance sur les actifs détenus en début de période. Les titres RTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (à hauteur de leur quote-part affectée au portefeuille d'actifs dédiés), c'est-à-dire sans réévaluation à leur juste valeur. En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n°2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés devant être supérieure ou égale aux provisions nucléaires de long terme, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramenée au 30/06/2015 à 3 447 M€ s'agissant des actifs EDF Invest et à 23 324 M€ s'agissant du total des actifs dédiés.

[3] Performance hors impact sur la valeur d'équivalence des titres RTE lié à la décision de la Commission européenne sur « RAG » (voir note 3.3 des comptes consolidés).

Evolution des actifs non cotés

Le 7 mai 2015, EDF Invest a finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG). Créé en 2009 suite à la vente par Gas Natural Fenosa d'une partie de ses actifs, MRG est un opérateur régulé de réseau de distribution de gaz ; la société opère exclusivement dans la région de Madrid. Cette participation a été affectée à la poche Infrastructures d'EDF Invest aux côtés des investissements dans TIGF, Porterbrook et RTE.

EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement.

Amundi et EDF Invest ont annoncé fin 2014 la création d'un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permettra d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct. Cette initiative a déjà donné lieu à deux investissements immobiliers en Allemagne fin 2014 et début 2015.

Evolution des actifs cotés

Au premier semestre 2015, les économies des pays développés semblent être sur la voie de la croissance. Le premier trimestre a certes été décevant aux USA, mais il semble que ce soit une faiblesse passagère. En Europe, les chiffres sont nettement meilleurs que ceux des dernières années. Et point important, pour une fois, les pays périphériques (Grèce exceptée) ne sont pas en reste. Au niveau des pays émergents en revanche, la situation est moins favorable : Brésil et Russie sont toujours fortement impactés par la baisse du prix des matières premières, et pour la Russie par les conséquences du conflit en Ukraine. La Chine également voit sa croissance ralentir nettement.

Quant à l'Europe, si son économie semble en voie d'amélioration, la situation grecque reste un problème important. Le bras de fer entre le nouveau gouvernement grec et ses partenaires européens a eu un impact fort sur son économie qui retombe en récession. Dans ce contexte, l'action de la banque centrale européenne a, une fois de plus, été décisive. Elle a, en effet, annoncé et mis en place une politique de Quantitative Easing massive. Son action a eu un impact majeur sur les marchés de taux et de change. Cet impact a été d'autant plus important qu'au même moment la banque centrale américaine indiquait son intention de resserrer sa politique monétaire.

Au global, les marchés actions ont été très porteurs sur le premier semestre, malgré la correction importante du mois de juin provoquée entre autre par les incertitudes en Grèce et par le dégonflement de la bulle boursière chinoise. Les marchés actions mondiaux (indice MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents) ont été en hausse de 8,1 %.

En revanche, les indices obligataires européens (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate) ont eu une performance de -1,4 %. Les taux à 10 ans ont très fortement baissé jusqu'en avril en zone euro, les taux allemands atteignant un point bas de 0,05 %. A partir de ce niveau, les actifs obligataires ont subi un véritable krach puisque les taux allemands ont frôlé les 1 % avant de refluer vers 0,80 % fin juin. Les spreads des pays périphériques ont également été très volatils, en particulier du fait de la crainte des effets secondaires d'un « Grexit ». A titre d'exemple, l'écart de taux entre le 10 ans italien et le 10 ans allemand a évolué du simple au double : moins de 1,15 % mi mars à 2,30 % fin juin.

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier est positive de +4,4 %. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de +3,2 %. L'écart de +120 bp s'explique pour moitié par la performance de l'allocation taux/action et l'autre moitié par les choix d'exposition de change (sous-pondération de l'euro) et de taux. Les choix d'allocation ont été les suivants :

- Sur-pondération action en particulier Europe et Japon, l'Amérique du Nord étant sous-pondérée;
- Sous-pondération obligataire, en particulier les pays coeur Euro. Sur-pondération des pays périphériques et du Haut Rendement.
- Sur-pondération du Franc suisse, de la Livre Sterling et du Dollar américain. Les surpondérations sur le Franc suisse et la Livre Sterling ont été fortement réduites à partir de mars.

Evolution réglementaire

Le décret du 24 mars 2015, modifiant le décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, contient notamment deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle nette aux actifs de couverture doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieur à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

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 du sous-portefeuille actions s'élève à 8 191 millions d'euros au 30 juin 2015. La volatilité du sous-portefeuille actions peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établit à fin juin 2015 à 13,6 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 12,4 % à fin 2014. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 114 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin juin 2015, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 073 millions d'euros) s'établit à 5,69, 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 346 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 5,38 à fin décembre 2014. La sensibilité du sous-portefeuille taux, est inférieure à celle de l'indice de référence (6,95).

5.1.7. GESTION DU RISQUE DE CONTREPARTIE / CREDIT

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, réactualisée en septembre 2014, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie (notamment définition de limites et indicateurs Groupe). 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 contrôle des risques financiers réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. A fin mars 2015, les expositions du Groupe sont à 85 % 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 :

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 30/09/2014	2 %	19 %	43 %	26 %	1 %	1 %	0 %	8 %	100 %
au 31/03/2015	2 %	20 %	41 %	22 %	4 %	1 %	0 %	10 %	100 %

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/09/2014	6 %	1 %	8 %	75 %	10 %	100 %
au 31/03/2015	6 %	1 %	8 %	74 %	11 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées à 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 Contrôle des risques financiers 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 financier toujours instable en zone euro, le groupe EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités à l'Italie et l'Espagne (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre...) pour des échéances maximales de 3 ans. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

5.2. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES ÉNERGIES

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2014.

Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 9.5.2 du document de référence 2014 et n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2014.

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

Concernant Dalkia et Edison, le déploiement des principes de la politique de risques relative aux marchés énergies est en cours. Ces entités sont gérées par un cadre de gestion des risques approuvé par le Comité exécutif du Groupe (Comex) et par leur Conseil d'administration respectif.

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

En 2014, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 36 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros. Dans l'année 2014 et depuis le 31 décembre 2014, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les limites de *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été franchies.

6. OPERATIONS AVEC LES PARTIES LIEES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 25 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2015.

7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2015

Le groupe EDF présente les principaux risques et incertitudes auxquels il s'estime confronté dans la section 4.1 du document de référence 2014.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 4.2 du document de référence 2014.

Cette présentation des principaux risques reste valable à la date de la publication du présent rapport pour l'appréciation des risques et incertitudes majeurs du second semestre 2015, et le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

8. FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS

Les litiges du groupe EDF sont présentés dans la section 20.5 du document de référence 2014. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2014.

8.1. PROCEDURES CONCERNANT EDF

Réseau d'Alimentation Général (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête, afin de vérifier, conformément aux critères établis par les juridictions européennes, si l'État a agi comme un investisseur avisé en économie de marché. Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'Etat incompatible le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du RAG, en estimant que la franchise d'impôt accordée à EDF ne pouvait être assimilée à un investissement motivé par des raisons économiques. En conséquence de cette décision, l'État devra ordonner à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission européenne, soit une somme estimée à environ 1,37 milliards d'euros.

Sous réserve d'un examen de cette décision, EDF déposera un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne. Ce recours ne sera pas suspensif et n'empêchera donc pas EDF de procéder au remboursement des sommes correspondant à l'aide alléguée.

Solaire Direct

Le 17 décembre 2013, l'Autorité de la concurrence (ADLC) avait sanctionné le groupe EDF à hauteur de 13,5 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui auraient permis, selon l'ADLC, de favoriser ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque au détriment d'autres acteurs du marché. L'ADLC reprochait à EDF d'avoir mis à disposition de ses filiales divers moyens matériels et immatériels non reproductibles par les concurrents (notamment, marque Bleu Ciel®, marque et logo, fichier clients), entretenant de ce fait une confusion dans l'esprit des consommateurs entre son activité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et celle de ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque. EDF avait fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris.

Le 21 mai 2015, la Cour d'Appel de Paris a partiellement réformé la décision de l'ADLC et annulé la sanction relative à l'utilisation de la marque et du logo EDF pour la période 2009-2010 ainsi que la majoration de la sanction au titre de la réitération. Au final, le montant de la sanction initiale est réduit d'environ 42 %. L'amende a ainsi été ramenée de 13,5 millions d'euros à 7,9 millions.

L'ADLC s'est pourvue en cassation le 16 juin 2015. EDF a également formé un pourvoi le 19 juin 2015.

SUN'R

Le 21 juin 2012, l'entreprise SUN'R a saisi l'ADLC d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reproche à ERDF des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par ERDF et le paiement de ses factures par EDF. La procédure contradictoire a été ouverte le 16 novembre 2012. La discussion devant l'ADLC concernant la recevabilité de la saisine et le possible octroi des mesures conservatoires a eu lieu le 23 janvier 2013.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond. Cette décision ne préjuge en rien le résultat de la procédure. Si l'ADLC devait, au terme de son instruction, conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles, elle pourrait être conduite à prononcer notamment une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxe de l'entreprise.

Parallèlement, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros pour ce qui concerne EDF et 2,5 millions d'euros concernant ERDF. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné ERDF et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire.

Vent de Colère

À la suite d'un recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne, le Conseil d'État a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle portant sur le point de savoir si le mécanisme de financement de l'obligation d'achat reposant sur la CSPE doit être regardé comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'État.

Le 11 juillet 2013, l'avocat général de la Cour de justice de l'Union européenne a rendu ses conclusions, estimant que ce mécanisme de financement relève bien de la qualification « d'intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État ».

Le 19 décembre 2013, la Cour a rendu sa décision et confirmé que *« le nouveau mécanisme de compensation intégrale des surcoûts imposés à des entreprises en raison d'une obligation d'achat de l'électricité d'origine éolienne à un prix supérieur à celui du marché dont le financement est supporté par tous les consommateurs finals de l'électricité (…) constitue une intervention au moyen de ressources d'État ».*

Par un arrêt du 28 mai 2014, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 17 novembre 2008 au motif que les tarifs qu'il fixe constituent une aide d'État qui n'avait pas été notifiée à la Commission européenne préalablement à leur entrée en vigueur. En remplacement, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a signé, le 17 juin 2014, un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Ce nouveau texte reprend les conditions d'achat éolien de l'arrêté de 2008 et l'impact sur la CSPE ne sera pas modifié.

Par un avis Praxair rendu le 22 juillet 2015, le Conseil d'État considère que le produit de la CSPE n'influence pas directement l'importance des aides allouées aux producteurs utilisant des énergies renouvelables. Il en déduit que la CSPE ne peut être regardée comme faisant partie intégrante du dispositif de soutien à la filière éolienne jugé illégal par l'arrêt Vent de Colère du 28 mai 2014 ou d'un autre dispositif de soutien aux énergies renouvelables. Par conséquent, les demandes de restitution de CSPE présentées sur ce fondement devraient être rejetées.

8.2. PROCEDURES CONCERNANT ERDF

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les annonces et évolutions rapides et successives de la réglementation et des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque au cours de l'année 2010 ont eu pour conséquence un afflux considérable de demandes de raccordement auprès d'ERDF. Malgré une mobilisation maximale au sein de l'entreprise, les délais de délivrance n'ont pu toujours être respectés, d'où de nombreux contentieux initiés par les producteurs d'électricité photovoltaïque. Les décisions rendues en première instance, comme en Cour d'Appel, sont contrastées, certaines déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres lui accordant des indemnités, le plus souvent très limitées en comparaison des demandes indemnitaires initiales.

ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a interjeté appel contre les jugements défavorables rendus en première instance depuis 2011.

La Cour de Cassation s'est prononcée pour la première fois en 2015, en (i) rejetant deux pourvois d'ERDF et en (ii) confirmant que les assureurs d'ERDF devaient couvrir la responsabilité ERDF au delà de la franchise du contrat d'assurance. Cet arrêt ne remet pas en cause la compétence des juges du fond (tribunaux de commerce, cours d'appel) pour examiner dans le cadre de chaque contentieux les aspects factuels propres à chaque dossier, le lien de causalité entre l'éventuelle faute d'ERDF et le préjudice du producteur ainsi que la réalité du préjudice du producteur.

Recours contre les décisions tarifaires TURPE 4

Par une délibération du 12 décembre 2013, la CRE a adopté la décision TURPE 4, laquelle fait l'objet d'un recours introduit devant le Conseil d'État par la société Direct Énergie le 17 février 2014.

Direct Énergie demande l'annulation de la décision de la CRE au motif, notamment, que (i) les modalités de rémunération de la BAR, qui s'ajoutent à la rémunération des capitaux propres régulés, ne seraient pas justifiées, ce qui conduirait à une surestimation du tarif ; (ii) le dispositif n'inciterait pas les clients à limiter leur consommation lors des périodes où la consommation est la plus élevée ; (iii) la délibération aurait été prise à l'issue d'une procédure irrégulière (consultation insuffisante des acteurs du marché).

8.3. PROCEDURES CONCERNANT LES AUTRES FILIALES DU GROUPE

RTE

Transfert des lignes Haute Tension remises en dotation à la SNCF

La loi du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du Gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE des ouvrages électriques Haute Tension de transport de la SNCF, une commission *ad hoc* a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau Haute Tension, estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'État contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur. Dans l'attente de la décision du Conseil d'État, la SNCF a transféré les ouvrages électriques à RTE, et la vente a été conclue le 26 mai 2010 pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE, à titre d'acompte. Le Conseil d'État a désigné un expert en février 2014 pour évaluer la valeur des biens. Cet expert a rendu son rapport fin décembre 2014 et a estimé les biens à un prix de 129 millions d'euros. Le 3 juillet 2015, le Rapporteur public a retenu le montant de 129 millions et rejeté les autres demandes de la SNCF. L'affaire est en délibéré.

EDF International

Litiges en matière fiscale

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement concernent d'une part, le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc pour un montant d'environ 122 millions d'euros, et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy, pour un montant d'environ 143 millions d'euros. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. Ainsi, la procédure amiable France – États-Unis initiée en 2012 sur la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport s'est soldée en juin 2015 par un abandon du redressement.

EDF Énergies Nouvelles

SOCODEI

Le Centre de traitement et de conditionnement de déchets de faible activité (Centraco), exploité par SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, a pour objet le traitement de déchets faiblement radioactifs soit par fusion, soit par incinération. Le 12 septembre 2011, une explosion d'un four servant à fondre les déchets a causé un incendie qui a fait un mort et quatre blessés. L'accident n'a occasionné aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé, le 27 septembre 2011, de soumettre à autorisation préalable le redémarrage des fours de fusion et d'incinération arrêtés peu après l'accident. L'ASN a autorisé le 29 juin 2012 SOCODEI à procéder au redémarrage du four d'incinération sous réserve de la transmission préalable à l'ASN du bilan complet des opérations de vérification portant sur l'état conforme des équipements nécessaires à la sûreté du four.

À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires, et l'instruction est en cours. Les résultats des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet, et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion, ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état.

Faisant suite à sa décision du 14 janvier 2014 par laquelle elle avait fixé de nouvelles prescriptions techniques préalables indispensables à la reprise des activités, l'ASN a autorisé le redémarrage du four de fusion le 9 avril 2015.

9. FAITS MARQUANTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits dans la note 26 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2015.

10. PERSPECTIVES

En cohérence avec le nouveau projet stratégique « CAP 2030 » et dans la perspective de la transition énergétique, le Groupe lancera à partir du second semestre une revue stratégique de ses actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles en Europe Continentale ainsi que de ses activités de production et de commercialisation de combustibles fossiles non directement liées aux activités cœur de métier du Groupe.

Le Groupe confirme ses objectifs financiers pour 2015 :

- **EBITDA Groupe**[19] **:** croissance organique de 0 à 3 %
- **Ratio d'endettement financier net / EBITDA :** entre 2x et 2,5x
- **Taux de distribution du résultat net courant post hybride**[20] **:** 55 % à 65 %

Le Groupe renouvelle également son ambition d'atteindre un cash flow après dividendes hors Linky positif en 2018.

[19] A périmètre et change comparables, et hors impacts de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2012-2013

[20] Résultat Net Courant ajusté de la rémunération des émissions hybrides comptabilisée en fonds propres

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2015

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	S1 2015	S1 2014 [1]
Chiffre d'affaires	6	38 396	36 125
Achats de combustible et d'énergie		(19 495)	(18 293)
Autres consommations externes		(4 082)	(3 676)
Charges de personnel		(6 401)	(5 644)
Impôts et taxes		(2 674)	(2 620)
Autres produits et charges opérationnels	7	3 403	2 941
Excédent brut d'exploitation		**9 147**	**8 833**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de *trading*		24	122
Dotations aux amortissements		(4 375)	(3 753)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(55)	(86)
(Pertes de valeur)/reprises	8	(474)	(19)
Autres produits et charges d'exploitation	9	269	3
Résultat d'exploitation		**4 536**	**5 100**
Coût de l'endettement financier brut		(1 086)	(1 173)
Effet de l'actualisation	10	(1 409)	(1 495)
Autres produits et charges financiers		1 347	1 381
Résultat financier	10	**(1 148)**	**(1 287)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**3 388**	**3 813**
Impôts sur les résultats	11	(985)	(1 274)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	14	201	103
RÉSULTAT NET CONSOLIDE		**2 604**	**2 642**
Dont résultat net - part du Groupe		**2 514**	**2 518**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**90**	**124**
Résultat net part du Groupe par action en euros :			
Résultat par action		**1,14**	**1,23**
Résultat dilué par action		**1,14**	**1,23**

(1) Les données publiées au titre du premier semestre 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

(en millions d'euros)	S1 2015			S1 2014 [1]		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Résultat net consolidé	**2 514**	**90**	**2 604**	**2 518**	**124**	**2 642**
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - variation brute [2]	(367)	-	(367)	209	-	209
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - effets d'impôt	94	-	94	(71)	-	(71)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - Quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(9)	-	(9)	12	-	12
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	***(282)***	***-***	***(282)***	***150***	***-***	***150***
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute [2]	(905)	9	(896)	(305)	-	(305)
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	(43)	(2)	(45)	(47)	-	(47)
Juste valeur des instruments de couverture - Quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	(20)	-	(20)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	***(948)***	***7***	***(941)***	***(372)***	***-***	***(372)***
Ecarts de conversion des entités contrôlées	1 992	283	2 275	729	121	850
Ecarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	412	-	412	41	-	41
Ecarts de conversion	***2 404***	***283***	***2 687***	***770***	***121***	***891***
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	**1 174**	**290**	**1 464**	**548**	**121**	**669**
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	(339)	(28)	(367)	(163)	(18)	(181)
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt	82	5	87	52	(3)	49
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - Quote-part des entreprises associées et des coentreprises	26	-	26	(33)	-	(33)
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	***(231)***	***(23)***	***(254)***	***(144)***	***(21)***	***(165)***
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	**(231)**	**(23)**	**(254)**	**(144)**	**(21)**	**(165)**
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**943**	**267**	**1 210**	**404**	**100**	**504**
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**3 457**	**357**	**3 814**	**2 922**	**224**	**3 146**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

(2) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 18.4.1 et 18.4.2.

Bilans consolidés

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	30/06/2015	31/12/2014 (1)
Goodwill	12	10 510	9 694
Autres actifs incorporels		8 974	8 884
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	13	50 718	50 257
Immobilisations en concessions des autres activités	13	8 071	7 851
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	13	71 705	69 392
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	14	11 314	10 983
Actifs financiers non courants	15	35 350	33 485
Autres débiteurs non courants	17	2 139	2 024
Impôts différés actifs		2 790	2 590
Actif non courant		**201 571**	**195 160**
Stocks		14 752	14 747
Clients et comptes rattachés	16	22 282	23 176
Actifs financiers courants	15	19 234	20 752
Actifs d'impôts courants		552	600
Autres débiteurs courants	17	9 079	8 793
Trésorerie et équivalents de trésorerie		3 034	4 701
Actif courant		**68 933**	**72 769**
Actifs détenus en vue de leur vente		**-**	**18**
TOTAL DE L'ACTIF		**270 504**	**267 947**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	30/06/2015	31/12/2014 (1)
Capital	18	930	930
Réserves et résultats consolidés		35 176	34 316
Capitaux propres - part du Groupe		**36 106**	**35 246**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		5 652	5 419
Total des capitaux propres		**41 758**	**40 665**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		43 751	42 398
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		1 455	1 297
Provisions pour avantages du personnel		23 071	23 060
Autres provisions		1 856	1 841
Provisions non courantes	19.1	***70 133***	***68 596***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	20	44 738	44 346
Passifs financiers non courants	21.1	47 744	47 274
Autres créditeurs non courants	22	4 899	4 956
Impôts différés passifs		4 655	4 315
Passif non courant		**172 169**	**169 487**
Provisions courantes	19.1	4 976	5 254
Fournisseurs et comptes rattachés		11 849	14 864
Passifs financiers courants	21.1	14 943	14 184
Dettes d'impôts courants		511	441
Autres créditeurs courants	22	24 298	23 052
Passif courant		**56 577**	**57 795**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente		**-**	**-**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**270 504**	**267 947**

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	S1 2015	S1 2014 [1]
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**3 388**	**3 813**
Pertes de valeur/(reprises)		474	19
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		4 688	3 914
Produits et charges financiers		551	589
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		241	620
Plus ou moins-values de cession		(913)	(540)
Variation du besoin en fonds de roulement		(588)	(54)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***7 841***	***8 361***
Frais financiers nets décaissés		(911)	(859)
Impôts sur le résultat payés		(781)	(1 264)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**6 149**	**6 238**
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		82	(8)
Investissements incorporels et corporels		(7 259)	(6 249)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		270	71
Variations d'actifs financiers		423	(7 304)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(6 484)**	**(13 490)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [2]		30	(19)
Dividendes versés par EDF	18.2	(1 268)	(1 268)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(141)	(93)
Achats/ventes d'actions propres		(13)	(8)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***(1 392)***	***(1 388)***
Émissions d'emprunts		2 539	5 722
Remboursements d'emprunts		(2 329)	(2 018)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	18.3	-	3 970
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	18.3	(397)	(223)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		69	75
Subventions d'investissement reçues		279	97
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***161***	***7 623***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**(1 231)**	**6 235**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(1 566)**	**(1 017)**
TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		4 701	5 096
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 566)	(1 017)
Incidence des variations de change		(120)	30
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		8	10
Incidence des reclassements		11	(4)
TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLOTURE		3 034	4 115

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (voir note 2).
(2) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

Variations des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 30 juin 2015 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Ecarts de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers [2]	Autres réserves consolidées et résultat	**Capitaux propres part du Groupe**	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	**Total capitaux propres**
Capitaux propres au 31/12/2014 retraités [1]	**930**	**(41)**	**2 724**	**(1 144)**	**32 777**	**35 246**	**5 419**	**40 665**
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	2 404	(1 230)	(231)	943	267	1 210
Résultat net	-	-	-	-	2 514	2 514	90	2 604
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**-**	**-**	**2 404**	**(1 230)**	**2 283**	**3 457**	**357**	**3 814**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(397)	(397)	-	(397)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 268)	(1 268)	(155)	(1 423)
Achats/ventes d'actions propres	-	(12)	-	-	-	(12)	-	(12)
Autres variations [4]	-	-	-	-	(920)	(920)	31	(889)
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2015	**930**	**(53)**	**5 128**	**(2 374)**	**32 475**	**36 106**	**5 652**	**41 758**

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 30 juin 2014 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Ecarts de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers [2]	Autres réserves consolidées et résultat	**Capitaux propres part du Groupe**	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	**Total capitaux propres**
Capitaux propres au 31/12/2013	**930**	**(47)**	**847**	**62**	**32 415**	**34 207**	**4 998**	**39 205**
Retraitements liés au changement de méthode comptable [1]	-	-	-	-	55	55	-	55
Capitaux propres au 31/12/2013 retraités [1]	**930**	**(47)**	**847**	**62**	**32 470**	**34 262**	**4 998**	**39 260**
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	770	(222)	(144)	404	100	504
Résultat net	-	-	-	-	2 518	2 518	124	2 642
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**-**	**-**	**770**	**(222)**	**2 374**	**2 922**	**224**	**3 146**
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée [3]	-	-	-	-	3 970	3 970	-	3 970
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(223)	(223)	-	(223)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 268)	(1 268)	(93)	(1 361)
Achats/ventes d'actions propres	-	(8)	-	-	-	(8)	-	(8)
Autres variations	-	-	-	-	(56)	(56)	12	(44)
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2014	**930**	**(55)**	**1 617**	**(160)**	**37 267**	**39 599**	**5 141**	**44 740**

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 et du 31 décembre 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21.

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(3) Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour 3 970 millions d'euros net des coûts de transaction.

(4) Le montant comptabilisé en « autres variations » intègre principalement les effets de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS - SOMMAIRE

1 PRINCIPALES REGLES ET MÉTHODES COMPTABLES DU GROUPE 9
1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE 9
1.2 PRINCIPES COMPTABLES APPLICABLES AU 30 JUIN 2015 9
1.3 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTES INTERMÉDIAIRES 10
1.4 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE 11
1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ 11
2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES 12
2.1 CHANGEMENT DE MÉTHODES COMPTABLES 12
2.2 IMPACT SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT DU PREMIER SEMESTRE 2014 12
2.3 IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2014 13
2.4 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE DU PREMIER SEMESTRE 2014 14
3 ÉVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2015 15
3.1 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE 4) 15
3.2 TRANSITION ÉNERGÉTIQUE 15
3.3 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG) 15
4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMETRE DE CONSOLIDATION 16
4.1 BUDAPESTI EROMU ZRT (BERT) 16
4.2 DALKIA 16
5 INFORMATIONS SECTORIELLES 16
5.1 AU 30 JUIN 2015 16
5.2 AU 30 JUIN 2014 17
6 CHIFFRE D'AFFAIRES 17
7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS 17
8 PERTES DE VALEUR 17
8.1 AU 30 JUIN 2015 17
8.2 AU 30 JUIN 2014 18
9 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION 18
10 RÉSULTAT FINANCIER 18
10.1 EFFET DE L'ACTUALISATION 18
10.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS 18
11 IMPOTS SUR LES RÉSULTATS 18
12 GOODWILL 19
13 IMMOBILISATIONS CORPORELLES 19
14 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES 20
14.1 RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITE (RTE) 21
14.2 CENG 22
15 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 22
15.1 REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 22
15.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS 23
16 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS 24
17 AUTRES DÉBITEURS 24
18 CAPITAUX PROPRES 24

18.1 CAPITAL SOCIAL 24
18.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES 24
18.3 TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDETERMINÉE 24
18.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS 25

19 PROVISIONS 26

19.1 RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS 26
19.2 PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS 26
19.3 AVANTAGES DU PERSONNEL 28
19.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS 31

20 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE 31

21 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 32

21.1 RÉPARTITION ENTRE COURANT ET NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS 32
21.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES 32
21.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET 33

22 AUTRES CRÉDITEURS 33

22.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS 33
22.2 DETTES FISCALES 33
22.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME 33
22.4 AUTRES DETTES 34

23 ENGAGEMENTS HORS BILAN 34

23.1 ENGAGEMENTS DONNÉS 34
23.2 ENGAGEMENTS REÇUS 35

24 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF 36

25 PARTIES LIÉES 37

26 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE 38

26.1 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG) 38
26.2 VERSEMENT D'UNE RÉMUNÉRATION AUX PORTEURS DE TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDÉTERMINÉE 38
26.3 ENERGIE STEIERMARK HOLDING AG 38
26.4 ACCORD DE PARTENARIAT STRATEGIQUE ENTRE EDF ET AREVA 38

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

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

Les comptes consolidés résumés de la Société pour le semestre écoulé au 30 juin 2015 comprennent les comptes :

- des sociétés contrôlées par la Société, directement ou indirectement, consolidées par intégration globale ;
- les quotes-parts d'actifs, de passifs, de produits et de charges issues des partenariats qualifiés d'activités conjointes ;
- les participations dans les entreprises associées et les coentreprises, consolidées par mise en équivalence.

L'ensemble économique est désigné comme le « Groupe ».

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce et les services énergétiques.

Les comptes consolidés résumés du Groupe au 30 juin 2015 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 29 juillet 2015.

Les données comparatives 2014 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés résumés sont retraitées du changement de comptabilisation lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 « Droits et taxes » (voir note 2).

1 PRINCIPALES REGLES ET MÉTHODES COMPTABLES DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2015 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2015. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés résumés sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. A ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

A l'exception des changements mentionnés ci-après, les règles et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées dans les comptes consolidés arrêtés au 31 décembre 2014 et décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

1.2 PRINCIPES COMPTABLES APPLICABLES AU 30 JUIN 2015

1.2.1 Première application de l'interprétation IFRIC 21

L'interprétation IFRIC 21 a été publiée en mai 2013 par le Comité d'Interprétation des IFRS (IFRS IC) pour clarifier le fait générateur du passif relatif à tous les droits ou taxes *(levies)* autres que les impôts sur les bénéfices. Cette interprétation définit le fait générateur d'un passif d'impôt comme l'activité qui rend la taxe exigible en application des dispositions légales ou réglementaires.

Ce texte, adopté par l'Union européenne le 13 juin 2014, est appliqué par le Groupe depuis le 1er janvier 2015, avec application rétrospective aux comptes consolidés publiés en 2014. Les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2 conformément à IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations et erreurs ».

Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont le fait générateur de l'obligation de payer intervient à une date spécifiée ou lors de l'atteinte d'un certain seuil d'activité. La comptabilisation de certaines taxes n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire au 1er janvier 2015 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

Les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies - Cotisations des membres du personnel », d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er février 2015, n'auront pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe n'a pas appliqué de norme, interprétation ou amendement par anticipation.

1.2.3 Autres textes publiés par l'IASB mais non approuvés par l'Union européenne

- La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018.
  Le Groupe est en cours de revue de l'ensemble des contrats significatifs avec ses clients afin d'être en mesure de déterminer l'impact potentiel de cette nouvelle norme sur la reconnaissance de son chiffre d'affaires (en termes d'évaluation et de rythme de comptabilisation).

- La norme IFRS 9 « Instruments financiers », sous réserve d'approbation par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2018.
  Cette norme introduit une nouvelle approche de classification de l'ensemble des actifs financiers, qui modifiera les règles de classification et d'évaluation appliquées actuellement par le Groupe en application de la norme IAS 39 « Instruments financiers : classification et évaluation ».

1.3 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTES INTERMÉDIAIRES

A l'exception des éléments mentionnés ci-après, les méthodes d'évaluation appliquées par le Groupe dans les comptes consolidés intermédiaires sont identiques à celles utilisées dans les comptes consolidés au 31 décembre 2014.

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires sont les suivantes.

1.3.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin 2015 a été calculé en projetant sur un semestre l'engagement au 31 décembre 2014, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture.
Les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les arrêtés intermédiaires sont modifiées par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation).

1.3.2 Impôts sur les résultats

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

1.3.3 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Lorsque les estimations d'émissions de gaz à effet de serre de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués pour l'exercice, sous déduction éventuelle des transactions effectuées au comptant ou à terme, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. Dans le cadre de l'arrêté intermédiaire, la quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et le prorata des droits alloués (et détenus) à la date d'arrêté.
En l'absence d'allocation gratuite de droits d'émission dans certains pays dont la France, une provision est

systématiquement constatée à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.
Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché.

1.4 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE

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

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont identiques à celles décrites en note 1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

Au cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage désormais les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire français avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes consolidés du Groupe dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires sont caractérisés par une forte saisonnalité sur l'année civile, principalement en France. Les variations observées sont notamment liées aux conditions climatiques et à la structure tarifaire propre à chaque période. Par ailleurs, l'application de l'interprétation IFRIC 21 affecte significativement la saisonnalité du résultat d'exploitation entre les deux semestres. En effet la comptabilisation de certaines taxes n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée, dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas (voir note 2.2).

2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

2.1 CHANGEMENT DE MÉTHODES COMPTABLES

Première application de l'interprétation IFRIC 21

L'interprétation IFRIC 21 est d'application obligatoire au 1er janvier 2015 et appliquée de façon rétrospective conformément à IAS 8.

La conséquence principale pour le Groupe de ce changement de méthode comptable est la comptabilisation de certaines taxes qui n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

Les taxes concernées par ce changement de comptabilisation relèvent essentiellement de l'exploitation des activités du groupe EDF en France. Il s'agit notamment des taxes dont le fait générateur intervient au 1er janvier telles que la taxe sur les installations nucléaires, l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), la taxe foncière, la taxe sur les pylônes et la taxe hydraulique.

Les impacts de l'application de l'interprétation IFRIC 21 sur le résultat net part du Groupe du premier semestre 2014 s'élèvent à (599) millions d'euros. En revanche, elle n'a pas d'effet significatif sur les comptes consolidés annuels.

2.2 IMPACT SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT DU PREMIER SEMESTRE 2014

(en millions d'euros)	S1 2014 publié	Impacts IFRIC 21	S1 2014 retraité
Chiffre d'affaires	36 125	-	36 125
Achats de combustible et d'énergie	(18 293)		(18 293)
Autres consommations externes	(3 676)	-	(3 676)
Charges de personnel	(5 644)	-	(5 644)
Impôts et taxes	(1 833)	(787)	(2 620)
Autres produits et charges opérationnels	2 929	12	2 941
Excédent brut d'exploitation	**9 608**	**(775)**	**8 833**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de *trading*	122	-	122
Dotations aux amortissements	(3 753)	-	(3 753)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(86)	-	(86)
(Pertes de valeur)/reprises	(19)	-	(19)
Autres produits et charges d'exploitation	3	-	3
Résultat d'exploitation	**5 875**	**(775)**	**5 100**
Coût de l'endettement financier brut	(1 173)	-	(1 173)
Effet de l'actualisation	(1 495)	-	(1 495)
Autres produits et charges financiers	1 381	-	1 381
Résultat financier	**(1 287)**	**-**	**(1 287)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 588**	**(775)**	**3 813**
Impôts sur les résultats	(1 558)	284	(1 274)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	209	(106)	103
RÉSULTAT NET CONSOLIDE	**3 239**	**(597)**	**2 642**
Dont résultat net - part du Groupe	**3 117**	**(599)**	**2 518**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**122**	**2**	**124**

2.3 IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2014

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2014 publié	Impacts IFRIC 21	31/12/2014 retraité
Goodwill	9 694	-	9 694
Autres actifs incorporels	8 884	-	8 884
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	50 257	-	50 257
Immobilisations en concessions des autres activités	7 851	-	7 851
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	69 392	-	69 392
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	10 989	(6)	10 983
Actifs financiers non courants	33 485	-	33 485
Autres débiteurs non courants	2 024	-	2 024
Impôts différés actifs	2 626	(36)	2 590
Actif non courant	**195 202**	**(42)**	**195 160**
Stocks	14 747	-	14 747
Clients et comptes rattachés	23 176	-	23 176
Actifs financiers courants	20 752	-	20 752
Actifs d'impôts courants	600	-	600
Autres débiteurs courants	8 793	-	8 793
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 701	-	4 701
Actif courant	**72 769**	**-**	**72 769**
Actifs détenus en vue de leur vente	**18**	**-**	**18**
TOTAL DE L'ACTIF	**267 989**	**(42)**	**267 947**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2014 publié	Impacts IFRIC 21	31/12/2014 retraité
Capital	930	-	930
Réserves et résultats consolidés	34 261	55	34 316
Capitaux propres - part du Groupe	**35 191**	**55**	**35 246**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 419	-	5 419
Total des capitaux propres	**40 610**	**55**	**40 665**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	42 398	-	42 398
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 297	-	1 297
Provisions pour avantages du personnel	23 060	-	23 060
Autres provisions	1 841	-	1 841
Provisions non courantes	***68 596***	**-**	***68 596***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	44 346	-	44 346
Passifs financiers non courants	47 274	-	47 274
Autres créditeurs non courants	4 956	-	4 956
Impôts différés passifs	4 315	-	4 315
Passif non courant	**169 487**	**-**	**169 487**
Provisions courantes	5 254	-	5 254
Fournisseurs et comptes rattachés	14 864	-	14 864
Passifs financiers courants	14 184	-	14 184
Dettes d'impôts courants	441	-	441
Autres créditeurs courants	23 149	(97)	23 052
Passif courant	**57 892**	**(97)**	**57 795**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	**-**	**-**	**-**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**267 989**	**(42)**	**267 947**

2.4 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE DU PREMIER SEMESTRE 2014

(en millions d'euros)	S1 2014 publié	Impacts IFRIC 21	S1 2014 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**4 588**	**(775)**	**3 813**
Pertes de valeur (reprises)	19	-	19
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	3 914	-	3 914
Produits et charges financiers	589	-	589
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	620	-	620
Plus ou moins-values de cession	(540)	-	(540)
Variation du besoin en fonds de roulement	(829)	775	(54)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	***8 361***	**-**	***8 361***
Frais financiers nets décaissés	(859)	-	(859)
Impôts sur le résultat payés	(1 264)	-	(1 264)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**6 238**	**-**	**6 238**
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	(8)	-	(8)
Investissements incorporels et corporels	(6 249)	-	(6 249)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	71	-	71
Variations d'actifs financiers	(7 304)	-	(7 304)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(13 490)**	**-**	**(13 490)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(19)	-	(19)
Dividendes versés par EDF	(1 268)	-	(1 268)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(93)	-	(93)
Achats/ventes d'actions propres	(8)	-	(8)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	***(1 388)***	**-**	***(1 388)***
Emissions d'emprunts	5 722	-	5 722
Remboursements d'emprunts	(2 018)	-	(2 018)
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	3 970	-	3 970
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(223)	-	(223)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	75	-	75
Subventions d'investissement reçues	97	-	97
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	***7 623***	**-**	***7 623***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**6 235**	**-**	**6 235**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(1 017)**	**-**	**(1 017)**
TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	**5 096**	**-**	**5 096**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 017)	-	(1 017)
Incidence des variations de change	30	-	30
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	10	-	10
Incidence des reclassements	(4)	-	(4)
TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	**4 115**	**-**	**4 115**

3 ÉVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2015

3.1 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE 4)

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié au journal officiel sa délibération du 28 mai 2015 portant décision sur les tarifs de distribution. Ces tarifs vont augmenter de 0,4 % au 1er août 2015. Cette hausse correspond à une stabilisation du coefficient d'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) et à une hausse de l'inflation de 0,4 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE augmentera de 2,4 % au 1er août 2015, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, et à une prise en compte de l'inflation de 0,4 %. En outre, le 7 mai 2014, la CRE avait décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure est applicable du 1er août 2014 au 31 juillet 2015. Dans la délibération du 11 juin 2015 portant décision sur l'évolution des tarifs de transport, la CRE prolonge l'abattement de 50 % aux électro-intensifs jusqu'au 31 décembre 2015, date d'entrée en vigueur des dispositions prévues à l'article 43 du projet de loi de transition énergétique. La perte supplémentaire de recettes pour RTE deviendra une créance tarifaire grâce au mécanisme du CRCP et sera compensée dans le cadre des futures évolutions tarifaires.

3.2 TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. La promulgation de la loi interviendra après examen et décision du Conseil constitutionnel.

3.3 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003 au motif que la Commission aurait dû dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1,224 milliard d'euros (soit 889 millions d'euros de principal et 335 millions d'euros d'intérêts) correspondant à la somme qui avait été versée par EDF à l'État français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE pour leurs quotes-parts respectives). La Commission a décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État devra ordonner à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

EDF a pris acte de cette décision et procédera au remboursement des sommes exigées. EDF conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et déposera, sous réserve de l'examen de la décision, un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

EDF en traduit les conséquences sur ses comptes consolidés au 30 juin 2015 de la façon suivante :

- de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009 :
  - le principal d'impôt, soit 889 millions d'euros, impacte négativement les capitaux propres consolidés du Groupe,

- les intérêts financiers courus associés, estimés au 30 juin 2015 à environ 488 millions d'euros, impactent le résultat (en « Autres produits et charges financiers » pour la part concernant EDF SA et ERDF et « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » pour la part relative à RTE). L'impact sur le résultat net part du Groupe est de (348) millions d'euros.

- en contrepartie est constatée une charge à payer vis-à-vis de l'État français pour 1,377 milliard d'euros (en « Autres créditeurs »), partiellement compensée par une créance sur RTE à hauteur de 373 millions d'euros (en « Autres débiteurs ») ;
- la valeur des titres RTE diminue ainsi à hauteur de sa quote-part dans le montant du principal et des intérêts (en « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises »).

Sur le second semestre 2015, cette décision devrait se traduire par une augmentation de l'endettement financier net du Groupe de l'ordre de 0,9 milliard d'euros (effet net d'impôt aux bornes du Groupe, soit hors impact sur l'endettement financier net de RTE).

4 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMETRE DE CONSOLIDATION

Aucune évolution significative du périmètre de consolidation n'est intervenue depuis le 31 décembre 2014.

4.1 BUDAPESTI EROMU ZRT (BERT)

Le 30 juin 2015, le groupe EDF a annoncé la signature d'un accord avec EP Energy pour la cession de sa participation majoritaire de 95,6 % dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű ZRt. (BERT).
Cette transaction est soumise à l'approbation de l'autorité de la concurrence et du régulateur hongrois, ainsi qu'à l'autorisation du ministère français en charge de l'économie.
Cette opération n'aura pas d'impact significatif sur les comptes du Groupe.

4.2 DALKIA

Le compte de résultat du premier semestre 2014 n'intègre pas les activités de Dalkia, la prise de contrôle étant intervenue le 25 juillet 2014.
Si la prise de contrôle de Dalkia était intervenue au 1er janvier 2014, le chiffre d'affaires et l'excédent brut d'exploitation du Groupe auraient augmenté respectivement d'environ 1,4 milliard d'euros et 0,1 milliard d'euros sur le premier semestre 2014.

5 INFORMATIONS SECTORIELLES

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

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Les secteurs retenus par le Groupe sont inchangés par rapport à ceux décrits en note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

5.1 AU 30 JUIN 2015

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	**Total**
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	20 791	5 553	5 811	2 923	3 318	-	38 396
Chiffre d'affaires inter-secteur	535	1	2	75	951	(1 564)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**21 326**	**5 554**	**5 813**	**2 998**	**4 269**	**(1 564)**	**38 396**
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**6 359**	**1 312**	**246**	**352**	**878**	**-**	**9 147**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 732**	**600**	**(249)**	**(188)**	**641**	**-**	**4 536**

5.2 AU 30 JUIN 2014

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	**Total**
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	20 352	5 167	6 292	2 863	1 451	-	36 125
Chiffre d'affaires inter-secteur	438	-	1	71	545	(1 055)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**20 790**	**5 167**	**6 293**	**2 934**	**1 996**	**(1 055)**	**36 125**
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**6 097**	**1 174**	**456**	**298**	**808**	**-**	**8 833**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 484**	**710**	**256**	**68**	**582**	**-**	**5 100**

6 CHIFFRE D'AFFAIRES

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

(en millions d'euros)	**S1 2015**	S1 2014
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	37 269	34 956
Autres ventes de biens et de services	675	703
Trading	452	466
CHIFFRE D'AFFAIRES	**38 396**	**36 125**

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2015 intègre notamment les activités de Dalkia pour environ 1,4 milliards d'euros, sans équivalent sur le premier semestre 2014 (voir note 4.2).

7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels comprennent la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) reçue ou à recevoir par EDF dont le mécanisme se traduit par la comptabilisation dans les comptes consolidés d'un produit de 3 279 millions d'euros au premier semestre 2015 (3 039 millions d'euros au premier semestre 2014).

8 PERTES DE VALEUR

8.1 AU 30 JUIN 2015

Les pertes de valeur s'élèvent à (474) millions d'euros au premier semestre 2015. Elles concernent principalement :

Edison

La forte baisse des prix du Brent de fin 2014 s'est confirmée sur le premier semestre 2015. Les tests relatifs aux activités d'exploration-production d'Edison ont donc été mis à jour pour les principaux champs en tenant compte par ailleurs du plan d'économies déployé par l'entité. Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (59) millions d'euros.

EDF Luminus

L'évolution du modèle économique sur le parc thermique (changements au niveau de la régulation : mise en place des réserves stratégiques, appel aux centrales dans le cadre d'enchères) a conduit à analyser ce groupe d'actifs séparément à compter de 2015. Cette revue de portefeuille a mis en évidence une perte de valeur de (191) millions d'euros sur les actifs thermiques.

EDF Énergies Nouvelles

Compte tenu de la hausse significative du risque pays en Grèce, les tests réalisés sur les actifs d'EDF Énergies Nouvelles en Grèce ont été mis à jour au 30 juin 2015 conduisant à la comptabilisation d'une perte de valeur de (30) millions d'euros.

Autres dépréciations

Des pertes de valeurs ont par ailleurs été comptabilisées sur des projets en France et aux Etats-Unis pour un montant total de (176) millions d'euros.

8.2 AU 30 JUIN 2014

Les pertes de valeur s'élèvent à (19) millions d'euros au premier semestre 2014. Elles concernent principalement des centrales de cogénération d'une filiale de Fenice en Espagne, et sont la conséquence de la publication par le gouvernement espagnol, sur le premier semestre 2014, de décrets défavorables au secteur des énergies renouvelables.

9 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 269 millions d'euros au premier semestre 2015. Ils résultent principalement des effets de l'accord signé avec ENGIE relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie.

10 RÉSULTAT FINANCIER

10.1 EFFET DE L'ACTUALISATION

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.
La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	**S1 2015**	S1 2014
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(539)	(632)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [(1)]	(824)	(819)
Autres provisions et avances	(46)	(44)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(1 409)**	**(1 495)**

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 15.2.3).

10.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les autres produits et charges financiers incluent sur le premier semestre 2015 des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 761 millions d'euros (494 millions d'euros sur le premier semestre 2014). Ils intègrent également une estimation des intérêts financiers courus au 30 juin 2015 dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

11 IMPOTS SUR LES RÉSULTATS

Les impôts sur les résultats s'élèvent à (985) millions d'euros au premier semestre 2015, correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,1 % (charge de (1 274) millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 33,4 % au premier semestre 2014).
La baisse du taux effectif d'impôt observée sur le premier semestre 2015 par rapport au premier semestre 2014 s'explique en particulier par l'annulation de la taxe Robin Hood en Italie, suite à la décision de la Cour constitutionnelle.

12 GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)

Valeur nette comptable au 31/12/2014	**9 694**
Acquisitions	17
Cessions	(3)
Pertes de valeur	(2)
Ecarts de conversion	820
Autres mouvements	(16)
VALEUR NETTE COMPTABLE AU 30/06/2015	**10 510**
Valeur brute à la clôture	11 451
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(941)

Sur le premier semestre 2015, les variations observées sont liées principalement à des écarts de conversion pour 820 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

13 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions d'euros)	**30/06/2015**	31/12/2014
Immobilisations	49 326	48 746
Immobilisations en cours	1 392	1 511
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITE EN FRANCE	**50 718**	**50 257**
Immobilisations	6 572	6 495
Immobilisations en cours	1 499	1 356
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**8 071**	**7 851**
Immobilisations de production	50 328	50 342
Immobilisations en cours	21 143	18 813
Immobilisations financées par location-financement	234	237
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	**71 705**	**69 392**

La valeur nette des immobilisations hors immobilisations en cours et financées par location-financement se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France [1]	Immobilisations en concessions des autres activités	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre
Valeurs brutes au 30/06/2015	**88 619**	**14 135**	**115 875**
Amortissements et pertes de valeur au 30/06/2015	(39 293)	(7 563)	(65 547)
VALEURS NETTES AU 30/06/2015	**49 326**	**6 572**	**50 328**
Valeurs nettes au 31/12/2014	**48 746**	**6 495**	**50 342**

(1) Les actifs de réseaux représentent l'essentiel des montants soit 82 519 millions d'euros en valeur brute et 46 863 millions d'euros en valeur nette au 30 juin 2015 (81 240 millions d'euros en valeur brute et 46 334 millions d'euros en valeur nette au 31 décembre 2014).

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

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
VALEURS NETTES AU 30/06/2015	**5 626**	**12**	**24 670**	**10 346**	**9 674**	**50 328**
Valeurs nettes au 31/12/2014	**5 578**	**13**	**24 546**	**10 536**	**9 669**	**50 342**

14 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		30/06/2015			31/12/2014	
(en millions d'euros)	Activité principale[1]	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
RTE	T	100,00	4 879	183	5 109	379
CENG	P	49,99	2 817	8	2 615	(101)
Alpiq	P, D, A, T	25,04	721	(121)	735	(193)
Estag	D	25,00	265	17	260	13
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			2 632	114	2 264	81
TOTAL			**11 314**	**201**	**10 983**	**179**

(1) P= production, D= distribution, T= transport, A= autres

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC), Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles et Edison.

RTE

La diminution de la valeur des titres RTE est liée aux conséquences de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

ALPIQ

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur résultat net à fin juin 2015.
En janvier 2015, la Banque Nationale Suisse a annoncé la suppression du taux plancher de 1,20 de l'euro face au franc suisse. Alpiq vendant en euros l'électricité produite par ses centrales situées en Suisse, un euro durablement plus faible a un effet négatif sur la valeur de ses centrales.
En conséquence, le Groupe a procédé à une estimation de la dépréciation des actifs suisses d'Alpiq et a comptabilisé une dépréciation nette de (108) millions d'euros sur sa quote-part dans la valeur de ces actifs.

ESTAG

Des informations concernant un accord de cession de la participation du Groupe dans Estag sont présentées en note 26.3 « Évènements postérieurs à la clôture ».

14.1 RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITE (RTE)

14.1.1 Eléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	**30/06/2015**	31/12/2014
Actifs non courants	15 496	15 132
Actifs courants	1 805	3 000
Total actif	**17 301**	**18 132**
Capitaux propres	4 879	5 109
Passifs non courants	8 615	8 623
Passifs courants	3 807	4 400
Total des capitaux propres et du passif	**17 301**	**18 132**
Chiffre d'affaires	2 444	4 461
Excédent brut d'exploitation	929	1 687
Résultat net	183	379
Endettement financier net	7 585	7 877
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	1	(154)
Dividendes versés au Groupe	177	250

Les éléments présentés incluent au niveau des différents agrégats les conséquences de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

14.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 30 juin 2015, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur le premier semestre 2015, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 1 783 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE a réalisé au cours du premier semestre 2015 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 55 millions d'euros et 95 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 149 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via un prêt d'un montant de 688 millions d'euros au 30 juin 2015 (670 millions d'euros au 31 décembre 2014). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 18 millions d'euros sur le premier semestre 2015.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

14.2 CENG

14.2.1 Eléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	**30/06/2015**	31/12/2014
Actifs non courants	10 785	9 975
Actifs courants	984	1 009
Total actif	**11 769**	**10 984**
Capitaux propres	5 636	5 232
Passifs non courants	5 960	5 481
Passifs courants	173	271
Total des capitaux propres et du passif	**11 769**	**10 984**
Chiffre d'affaires	613	1 140
Excédent brut d'exploitation	164	285
Résultat net	17	(202)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	387	593
Dividendes versés au Groupe	-	315

14.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 30 juin 2015, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

Les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America) prévoyaient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. Depuis le 1er janvier 2015, le Groupe achète 49,99 % de la production de deux centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 6,8 TWh sur le premier semestre 2015.

15 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

15.1 REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

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

	30/06/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	**Total**	Courant	Non courant	**Total**
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 524	-	**3 524**	4 194	-	**4 194**
Actifs financiers disponibles à la vente	12 742	16 498	**29 240**	13 474	15 953	**29 427**
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 787	3 517	**5 304**	1 519	3 349	**4 868**
Prêts et créances financières	1 181	15 335	**16 516**	1 565	14 183	**15 748**
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS (1)	**19 234**	**35 350**	**54 584**	**20 752**	**33 485**	**54 237**

(1) Dont dépréciation pour (430) millions d'euros au 30 juin 2015 ((373) millions d'euros au 31 décembre 2014).

15.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

15.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	30/06/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 524	4 194
ACTIFS FINANCIERS A LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	3 524	4 194

15.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

	30/06/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Actions [1]	Titres de dettes	**Total**	Actions [1]	Titres de dettes	**Total**
Actifs dédiés d'EDF	9 301	6 509	**15 810**	8 301	7 064	**15 365**
Actifs liquides	2 474	9 859	**12 333**	1 774	11 216	**12 990**
Autres titres	1 036	61	**1 097**	987	85	**1 072**
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE	12 811	16 429	29 240	11 062	18 365	29 427

(1) Actions ou OPCVM.

Les actifs financiers disponibles à la vente classés en niveau 3 - données non observables - correspondent principalement à des titres de sociétés non consolidés. Ils représentaient un montant de 1 015 millions d'euros au 31 décembre 2014 et aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2015.

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont principalement comptabilisés en « Actifs financiers disponibles à la vente ». Des informations détaillées relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 24. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2014.

15.2.3 Prêts et créances financières

(en millions d'euros)	30/06/2015	31/12/2014
Prêts et créances financières - Actifs à recevoir du NLF	9 358	8 617
Prêts et créances financières - CSPE	5 188	5 144
Autres prêts et créances financières	1 970	1 987
PRÊTS ET CREANCES FINANCIERES	16 516	15 748

Au 30 juin 2015 les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 9 358 millions d'euros au 30 juin 2015 (8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014) ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE d'EDF au 31 décembre 2012, en vertu de l'accord du 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics ;
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 688 millions d'euros au 30 juin 2015 (670 millions d'euros au 31 décembre 2014).

16 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

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

(en millions d'euros)	**30/06/2015**	31/12/2014
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	21 021	21 343
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	2 546	3 108
Dépréciations	(1 285)	(1 275)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	**22 282**	**23 176**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe sur le premier semestre 2015 pour un montant de 839 millions d'euros dont 608 millions d'euros par le groupe Edison (1 225 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 610 millions d'euros par le groupe Edison).
Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

17 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2015, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, pour les exercices 2013 et suivants, à hauteur de 2 117 millions (2 057 millions d'euros au 31 décembre 2014).

18 CAPITAUX PROPRES

18.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2015 le capital social d'EDF s'élève à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro (inchangé par rapport au 31 décembre 2014).

18.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 19 mai 2015 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2014 à 1,25 euro par action.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2014 s'élève à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 5 juin 2015 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

18.3 TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDETERMINÉE

Au 30 juin 2015, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, en janvier 2015, une rémunération de 397 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 (223 millions d'euros sur le premier semestre 2014).

18.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

18.4.1 Actifs financiers disponibles à la vente

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2015		S1 2014	
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]
Actifs dédiés d'EDF	699	870	642	503
Actifs liquides	(142)	36	122	27
Autres titres	(18)	-	(25)	-
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE [3]	**539**	**906**	**739**	**530**

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

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2015 concernent principalement EDF pour (366) millions d'euros, dont (171) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2014 concernent principalement EDF pour 205 millions d'euros, dont 139 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

18.4.2 Instruments financiers de couverture

Les variations de juste valeur des instruments financiers de couverture enregistrées en capitaux propres - part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2015			S1 2014		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage [2]	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage [2]	Variations brutes de juste valeur impactant le résultat Inefficacité
Couverture de taux	-	-	-	(26)	-	-
Couverture de change	602	471	4	115	67	(10)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 459)	-	-	(407)	-	-
Couverture de matières premières	151	(272)	(13)	(105)	(185)	5
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**(706)**	**199**	**(9)**	**(423)**	**(118)**	**(5)**

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

19 PROVISIONS

19.1 RÉPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

		30/06/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	19.2	1 361	19 730	**21 091**	1 632	19 455	**21 087**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	19.2	279	24 021	**24 300**	290	22 943	**23 233**
Provisions liées à la production nucléaire	19.2	**1 640**	**43 751**	**45 391**	**1 922**	**42 398**	**44 320**
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		**62**	**1 455**	**1 517**	**37**	**1 297**	**1 334**
Provisions pour avantages du personnel	19.3	**1 128**	**23 071**	**24 199**	**1 058**	**23 060**	**24 118**
Autres provisions	19.4	**2 146**	**1 856**	**4 002**	**2 237**	**1 841**	**4 078**
TOTAL PROVISIONS		4 976	70 133	75 109	5 254	68 596	73 850

19.2 PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Sur le premier semestre 2015, les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Ecarts de conversions	Autres mouvements	30/06/2015
Provisions pour gestion du combustible usé	12 230	238	(727)	264	197	(58)	12 144
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 857	17	(224)	188	112	(3)	8 947
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**21 087**	**255**	**(951)**	**452**	**309**	**(61)**	**21 091**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 497	-	(89)	389	517	-	20 314
Provisions pour derniers cœurs	3 736	-	-	94	126	30	3 986
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**23 233**	**-**	**(89)**	**483**	**643**	**30**	**24 300**
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	44 320	255	(1 040)	935	952	(31)	45 391

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	Note 19.2.1	19.2.2		
Provisions pour gestion du combustible usé	9 981	2 163	-	12 144
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 636	1 310	1	8 947
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 30/06/2015	17 617	3 473	1	21 091
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2014	**17 781**	**3 303**	**3**	**21 087**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 108	6 006	200	20 314
Provisions pour derniers cœurs	2 514	1 472	-	3 986
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 30/06/2015	16 622	7 478	200	24 300
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2014	**16 279**	**6 759**	**195**	**23 233**

19.2.1 Provisions nucléaires en France

L'évaluation des provisions pour aval du cycle du combustible nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Déchets HA-MAVL

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet CIGEO), l'ANDRA a réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs a permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a été engagé par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation devrait porter notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué leurs observations début 2015. Celles-ci seront intégrées dans le dossier qui sera soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin juin 2015 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de un milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, le Groupe en traduirait les effets dans ses comptes.

Taux d'actualisation

Concernant la détermination du taux d'actualisation, la méthodologie retenue par le Groupe consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. L'arrêté du 24 mars 2015 a modifié le dispositif réglementaire instauré initialement par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Le taux d'actualisation doit être dorénavant inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux d'actualisation nominal s'établit à 4,6 % au 30 juin 2015 (inchangé par rapport au 31 décembre 2014) et respecte le double plafond réglementaire.

Par ailleurs, les charges relatives aux provisions nucléaires en France sont évaluées aux conditions économiques de fin juin 2015 et réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée.

	30/06/2015		31/12/2014	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	16 303	9 981	16 463	10 105
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 280	7 636	26 159	7 676
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**42 583**	**17 617**	**42 622**	**17 781**
Déconstruction des centrales nucléaires	22 723	14 108	22 608	13 866
Derniers cœurs	4 132	2 514	4 050	2 413
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS COEURS	**26 855**	**16 622**	**26 658**	**16 279**

19.2.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales d'EDF Energy est décrit en note 29.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

19.3 AVANTAGES DU PERSONNEL

19.3.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	30/06/2015	31/12/2014
Provision pour avantages du personnel - part courante	1 128	1 058
Provision pour avantages du personnel - part non courante	23 071	23 060
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**24 199**	**24 118**

19.3.1.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2014	**42 616**	**(18 498)**	**24 118**
Charge nette du premier semestre 2015	795	(269)	526
Ecarts actuariels	376	(9)	367
Cotisations versées aux fonds	-	(164)	(164)
Cotisations salariales	1	-	1
Prestations versées	(811)	131	(680)
Ecarts de conversion	800	(767)	33
Mouvements de périmètre	1	-	1
Autres variations	(3)	-	(3)
SOLDES AU 30/06/2015	**43 775**	**(19 576)**	**24 199**

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

(en millions d'euros)	**S1 2015**	S1 2014
Coût des services rendus	(512)	(385)
Coût des services passés	285	55
Ecarts actuariels - avantages à long terme	(29)	(80)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(256)**	**(410)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(539)	(632)
Produit sur les actifs de couverture	269	294
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(270)**	**(338)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(526)**	**(748)**
Ecarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(376)	(1 051)
Ecarts actuariels sur actifs de couverture	9	870
Ecarts actuariels	**(367)**	**(181)**
Ecarts de conversion	**(33)**	**(17)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(400)**	**(198)**

Le coût des services passés intègre en 2015 un produit de 287 millions d'euros suite à la signature, entre EDF et ENGIE, d'un accord relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie.

19.3.1.3 Provision pour avantages du personnel par segment

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2014	**33 792**	**8 253**	**53**	**130**	**388**	**42 616**
Charge nette du premier semestre 2015	477	303	2	2	11	795
Ecarts actuariels	-	376	-	-	-	376
Cotisations salariales	-	1	-	-	-	1
Prestations versées	(668)	(129)	-	(5)	(9)	(811)
Ecarts de conversion	-	799	-	-	1	800
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	1	1
Autres variations	-	-	(3)	-	-	(3)
ENGAGEMENTS AU 30/06/2015	**33 601**	**9 603**	**52**	**127**	**392**	**43 775**
Juste valeur des actifs de couverture	(10 429)	(9 055)	-	(61)	(31)	(19 576)
PROVISION AU 30/06/2015 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**23 172**	**548**	**52**	**66**	**361**	**24 199**

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2014	**33 792**	**8 253**	**53**	**130**	**388**	**42 616**
Juste valeur des actifs de couverture	(10 421)	(7 990)	-	(56)	(31)	(18 498)
PROVISION AU 31/12/2014 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**23 371**	**263**	**53**	**74**	**357**	**24 118**

19.3.2 Hypothèses actuarielles

19.3.2.1 France

Le secteur France regroupe principalement EDF et ERDF, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des Industries électriques et gazières (IEG), incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

(en %)	**30/06/2015**	31/12/2014
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,20 %	2,20 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,70 %
Taux d'augmentation des salaires (1)	1,70 %	1,70 %

(1) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à maintenir le taux d'actualisation à 2,20 % au 30 juin 2015.

Depuis le 1er janvier 2014, le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 30 juin 2015 correspond à un taux moyen de 1,70 %, inchangé par rapport au 31 décembre 2014.

19.3.2.2 Royaume-Uni

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

(en %)	**30/06/2015**	31/12/2014
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,60 %	3,60 %
Taux d'inflation	3,30 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	3,30 %	3,10 %

19.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

19.4.1 Autres provisions

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	**30/06/2015**
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	360	13	(20)	-	-	12	365
Provisions pour risques fiscaux	584	16	(128)	(23)	-	(8)	441
Provisions pour litiges	533	38	(18)	(35)	-	-	518
Provisions pour contrats onéreux	159	3	(24)	(2)	-	1	137
Provisions liées aux dispositifs environnementaux (1)	952	558	(458)	-	-	71	1 123
Autres provisions	1 490	152	(182)	(38)	-	(4)	1 418
TOTAL	**4 078**	**780**	**(830)**	**(98)**	**-**	**72**	**4 002**

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable.

19.4.2 Passifs éventuels

Concernant les passifs éventuels du Groupe, à l'exception des éléments mentionnés en note 3.3, aucune évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2015 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2014 en note 45.

20 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	**30/06/2015**	31/12/2014
Contre-valeur des biens	44 695	44 183
Financement concessionnaire non amorti	(21 949)	(21 599)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	**22 746**	**22 584**
Amortissement du financement du concédant	11 850	11 586
Provisions pour renouvellement	10 142	10 176
Droits sur biens à renouveler	**21 992**	**21 762**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**44 738**	**44 346**

Les passifs spécifiques des concessions sont évalués suivant des méthodes identiques à celles exposées dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, en particulier dans la note 1.3.13.2 qui décrit l'impact d'une méthode alternative de calcul.

21 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

21.1 RÉPARTITION ENTRE COURANT ET NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

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

	30/06/2015			31/12/2014		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	**Total**	Non courant	Courant	**Total**
Emprunts et dettes financières	46 784	10 007	**56 791**	46 537	9 115	**55 652**
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 010	**3 010**	-	2 855	**2 855**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	960	1 926	**2 886**	737	2 214	**2 951**
PASSIFS FINANCIERS	**47 744**	**14 943**	**62 687**	**47 274**	**14 184**	**61 458**

21.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

21.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	**Total**
Soldes au 31/12/2014	**43 584**	**3 768**	**6 561**	**491**	**1 248**	**55 652**
Augmentations	-	69	2 498	-	29	2 596
Diminutions	(1 907)	(798)	(257)	(18)	(205)	(3 185)
Ecarts de conversion	932	114	49	-	2	1 097
Mouvements de périmètre	-	5	(70)	2	2	(61)
Variations de juste valeur	323	1	357	2	-	683
Autres mouvements	1	2	6	1	(1)	9
SOLDES AU 30/06/2015	**42 933**	**3 161**	**9 144**	**478**	**1 075**	**56 791**

21.2.2 Echéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	**Total**
A moins d'un an	102	455	8 472	66	912	**10 007**
Entre un et cinq ans	11 530	1 403	48	179	36	**13 196**
A plus de cinq ans	31 301	1 303	624	233	127	**33 588**
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES AU 30/06/2015	**42 933**	**3 161**	**9 144**	**478**	**1 075**	**56 791**

21.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 544 millions d'euros au 30 juin 2015 (10 756 millions d'euros au 31 décembre 2014).

	30/06/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**11 544**	**1 750**	**9 794**	**-**	**10 756**

21.2.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

	30/06/2015		31/12/2014	
(en millions d'euros)	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	62 947	56 791	63 460	55 652

21.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2015	31/12/2014
Emprunts et dettes financières	21.2.1	56 791	55 652
Dérivés de couvertures des dettes		(3 234)	(3 083)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(3 034)	(4 701)
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	15.2.2	(12 333)	(12 990)
Prêt à RTE		(688)	(670)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		37 502	34 208

22 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2015	31/12/2014
Avances et acomptes reçus	7 626	7 283
Fournisseurs d'immobilisations	2 604	3 647
Dettes fiscales	6 685	5 910
Dettes sociales	3 587	3 574
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 714	3 762
Autres produits constatés d'avance	750	763
Autres dettes	4 231	3 069
AUTRES CRÉDITEURS	29 197	28 008
dont part non courante	4 899	4 956
dont part courante	24 298	23 052

22.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 30 juin 2015, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 817 millions d'euros (6 340 millions d'euros au 31 décembre 2014).

22.2 DETTES FISCALES

Au 30 juin 2015, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 386 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 122 millions d'euros au 31 décembre 2014).

22.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 30 juin 2015, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 957 millions d'euros (1 989 millions au 31 décembre 2014).

22.4 AUTRES DETTES

Au 30 juin 2015, les autres dettes intègrent la charge à payer vis à vis de l'État français suite à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.3).

23 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2015. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

23.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

(en millions d'euros)	Notes	**30/06/2015**	31/12/2014
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation [1]	23.1.1.2	9 015	8 207
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	23.1.2	13 632	14 437
Engagements donnés liés aux opérations de financement	23.1.3	5 693	5 425

(1) Hors achats d'énergies et de combustibles et hors location simple en tant que preneur.

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

23.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

23.1.1.1 Engagements d'achats de combustibles et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières, d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz) s'élèvent à 29 147 millions d'euros au 31 décembre 2014. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2015.

23.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2015, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	30/06/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	**3 819**	1 850	631	1 338	3 751
Engagements sur achats d'exploitation [1]	**4 979**	3 064	1 542	373	4 294
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	**217**	69	130	18	162
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS A L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION [2]	**9 015**	**4 983**	**2 303**	**1 729**	**8 207**

(1) Hors énergies et combustibles.
(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 134 millions d'euros au 30 juin 2015 (128 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats.
Au 30 juin 2015, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison, EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de leurs projets de développement.

23.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Les engagements de location simple en tant que preneur s'élèvent à 3 579 millions d'euros au 31 décembre 2014. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2015.

23.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2015, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	30/06/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	**12 672**	6 274	5 879	519	13 628
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	**413**	355	54	4	248
Autres engagements donnés liés aux investissements	**547**	5	364	178	561
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIES AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	**13 632**	**6 634**	**6 297**	**701**	**14 437**

(1) *Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 294 millions d'euros au 30 juin 2015 (317 millions d'euros au 31 décembre 2014).*

Au 30 juin 2015, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

Le pacte d'actionnaires signé le 16 avril 2010 définit un engagement de liquidité pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe à un prix ayant des composantes variables. Le pacte prévoit que cet engagement de liquidité peut intervenir selon deux fenêtres de liquidité, l'une en 2015 et la seconde en 2018. Dans ce cadre, et conformément aux étapes et délais prévus par le pacte, les actionnaires minoritaires ont déclenché en 2014 la phase préalable de mise en œuvre de la clause de liquidité et ont notifié au cours du premier trimestre 2015 leur volonté de céder l'ensemble de leurs titres d'EDF Luminus.
Le 13 mai 2015, le projet d'introduction en bourse d'EDF Luminus a été approuvé par son Conseil d'administration. Cette opération pourrait être réalisée d'ici la fin de l'année 2015, sous réserve des conditions de marché et de l'approbation de l'Autorité belge des Services et Marché Financiers (FSMA).

23.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2015 sont les suivants :

	30/06/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	**4 502**	72	1 235	3 195	4 316
Garanties financières données	**927**	397	367	163	860
Autres engagements donnés liés au financement	**264**	245	13	6	249
ENGAGEMENTS DONNÉS LIES AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT (1)	**5 693**	**714**	**1 615**	**3 364**	**5 425**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 936 millions d'euros au 30 juin 2015 (900 millions d'euros au 31 décembre 2014). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

23.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 30 juin 2015.

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2015	31/12/2014
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation (1)	23.2.1	1 614	1 723
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	23.2.2	29	102
Engagements reçus liés aux opérations de financement	23.2.3	44	124

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 21.2.3 et hors engagements de location simple en tant que bailleur.

23.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 30 juin 2015 sont les suivants :

	30/06/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur ventes d'exploitation	**471**	115	186	170	480
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	**1 081**	811	168	102	1 164
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	**62**	20	22	20	79
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPERATIONS D'EXPLOITATION	**1 614**	**946**	**376**	**292**	**1 723**

23.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	30/06/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**29**	**1**	**28**	**-**	**102**

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 30 juin 2015.

23.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	30/06/2015				31/12/2014
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**44**	**27**	**7**	**10**	**124**

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 30 juin 2015.

24 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF a constitué un portefeuille d'actifs financiers réservés à la sécurisation du financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la règlementation applicable sont exposés en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2014.

Le décret du 24 mars 2015, modifiant le décret du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, contient deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieur à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	**30/06/2015**	31/12/2014
Actions		8 203	7 592
Titres de dettes		6 073	6 419
Portefeuille trésorerie		428	640
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	***14 704***	***14 651***
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(20)	(23)
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	8	5
Placements diversifiés actions et obligations		**14 692**	**14 633**
Créance de CSPE	Prêts et créances financières	5 188	5 144
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(3)	(8)
Créance de CSPE après dérivés		**5 185**	**5 136**
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	2 440	2 555
Autres actifs [(1)]	Actifs financiers disponibles à la vente	1 098	709
Actifs non cotés (EDF Invest)		**3 538**	**3 264**
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS [(1)]		**23 415**	**23 033**

(1) En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n°2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 23 324 millions d'euros au 30 juin 2015.

Au 30 juin 2015, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Sur le premier semestre 2015, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 761 millions d'euros (494 millions d'euros sur le premier semestre 2014).

Au 30 juin 2015, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés actions et obligations comptabilisée en capitaux propres est positive de 2 128 millions d'euros avant impôt (2 299 millions d'euros au 31 décembre 2014).

25 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2014. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public, notamment auprès du groupe AREVA pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire et la maintenance des centrales nucléaires. Le groupe AREVA intervient également en tant que fournisseur dans la réalisation du projet EPR (*European Pressurized Reactor*) et contribue ainsi à la formation d'engagements sur commandes d'immobilisations.

Les principales transactions avec RTE et CENG sont présentées respectivement en notes 14.1 et 14.2.

26 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE

26.1 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

En date du 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG), dont les effets sur les comptes sont précisés en note 3.3.

26.2 VERSEMENT D'UNE RÉMUNÉRATION AUX PORTEURS DE TITRES SUBORDONNÉS A DURÉE INDÉTERMINÉE

En juillet 2015, une rémunération de 60 millions de livres sterling et 121 millions de dollars américains (soit au total environ 200 millions d'euros) a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe sur le second semestre 2015.

26.3 ENERGIE STEIERMARK HOLDING AG

En juillet 2015, le groupe EDF a annoncé la signature d'un accord avec Macquarie Infrastructure and Real Assets pour la vente de la participation de 25 % dans l'entreprise d'Energie Steiermark Holding AG (Estag).
Cette transaction est soumise à l'approbation des autorités de concurrence compétentes et de contrôle des investissements étrangers. La finalisation de la transaction, attendue au cours du deuxième semestre 2015, nécessite également l'approbation du Land de Styrie, l'actionnaire majoritaire d'Estag, ainsi que la signature d'un nouveau pacte d'actionnaires entre Macquarie et le Land de Styrie.
Des informations complémentaires sur la participation du Groupe dans Estag sont présentées en note 14 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

26.4 ACCORD DE PARTENARIAT STRATEGIQUE ENTRE EDF ET AREVA

EDF et AREVA ont signé le 30 juillet un protocole d'accord formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comporte 3 volets.

En premier lieu, EDF et AREVA concluront un accord stratégique et industriel global, afin notamment d'améliorer et de développer l'efficacité de leur coopération dans des domaines tels que la Recherche et Développement, la vente de nouveaux réacteurs à l'export, l'entreposage de combustibles usés et le démantèlement.

Ce protocole porte en deuxième lieu sur le projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP, société en charge des services et des fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs. Il prévoit un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du Grand Carénage pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF.

Le protocole vise enfin à créer une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle intégré producteur / fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

Les parties se sont mises d'accord sur un prix indicatif (valeur des fonds propres à 100 %[(1)]) de 2,7 milliards d'euros[(2)], à la date de réalisation de l'opération et ont convenu que le traitement de la trésorerie de la période intermédiaire entre le 1er janvier 2015 et la date de réalisation ferait l'objet d'un accord ultérieur tenant compte

des mesures engagées et des prévisions qui seront présentées par le nouveau management d'AREVA NP. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2015 de 8x[3]. Le protocole stipule également qu'EDF, AREVA NP et leurs filiales seront totalement immunisés contre tout risque lié au projet Olkiluoto 3. Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51 % à 75 %, l'ensemble des conditions financières permet de préserver les grands équilibres du Groupe et de confirmer que cette opération aura un impact neutre sur son cash flow 2018.

Une phase de « due diligence » détaillée va s'engager à partir du mois d'août afin de permettre à EDF de remettre une offre ferme au dernier trimestre 2015. Avant la remise d'une offre ferme, le Groupe procèdera à la consultation de ses instances représentatives du personnel ainsi qu'à la négociation de la participation d'éventuels autres partenaires. La réalisation de l'opération est envisagée au second semestre 2016, sous réserve notamment de l'approbation des autorités compétentes, en matière de contrôle des concentrations.

(1) Périmètre de la transaction après exclusion des activités non reprises
(2) Chiffre "non engageant" sans reprise de passif lié à Olkiluoto 3 ni de dette financière à la date de réalisation et pouvant faire l'objet d'un ajustement après « due diligence »
(3) EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets

KPMG Audit
2, avenue Gambetta
92066 Paris La Défense
France

Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Electricité de France S.A.

Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2015

Période du 1er janvier au 30 juin 2015
Electricité de France S.A.
22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

KPMG Audit
2, avenue Gambetta
92066 Paris La Défense
France

Deloitte & Associés
185, avenue Charles de Gaulle
92524 Neuilly-sur-Seine Cedex
France

Electricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2015

Période du 1er janvier au 30 juin 2015

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale et en application de l'article L.451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société Electricité de France S.A., relatifs à la période du 1er janvier au 30 juin 2015, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés résumés ont été établis sous la responsabilité de votre Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

I – Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la Direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés résumés avec la norme IAS 34 du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.
Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes annexes aux comptes semestriels consolidés résumés :

- le changement de méthode comptable décrit dans les notes 1.2.1 et 2, et relatif à l'application au 1er janvier 2015 de l'interprétation IFRIC 21 *Droits ou taxes* ;

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans la note 19.2. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de durée d'amortissement des centrales en exploitation, maintenue à 40 ans en France dans le contexte décrit en note 1.4, de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

II – Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés résumés.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 30 juillet 2015

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit *Département de KPMG S.A.*	**Deloitte & Associés**
Jacques-François Lethu	Patrick E. Suissa