

**RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL**  
**30 JUIN 2013**

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 29 juillet 2013 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2013 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 9 (« 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 2012.

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 2013**

**3. COMPTES CONSOLIDES RESUMES DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2013**

**4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIERE SEMESTRIELLE 2013 (PERIODE DU 1<sup>ER</sup> JANVIER AU 30 JUIN 2013)**

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

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 2013  
Henri Proglio  
Président-Directeur Général d'EDF

**RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE**  
**AU 30 JUIN 2013**

---

## SOUS-SOMMAIRE

1. CHIFFRES CLES.....	7
2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2013 .....	9
3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2012 ET 2013 .....	24
4. ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS.....	36
5. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES.....	41
6. OPERATIONS AVEC LES PARTIES LIEES.....	49
7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2013 .....	49
8. FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS .....	49
9. PERSPECTIVES FINANCIERES.....	54

## 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 2013 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 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe sont présentées en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2013.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2013 du groupe EDF.

Les données comparatives 2012 ont été retraitées pour intégrer le changement de méthode comptable lié à l'application à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée relative à l'évaluation et la comptabilisation des provisions pour avantages du personnel ainsi que du changement de présentation des activités Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS) d'EDF Energies Nouvelles. Elles sont présentées dans les différents tableaux du Rapport financier semestriel sous le libellé « 1<sup>er</sup> semestre 2012 retraité ».

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2013 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en % sont calculées par rapport aux données retraitées du premier semestre 2012.

### Extrait du compte de résultat consolidé

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation En valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	39 747	35 903	3 844	+10,7	+4,3
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 698	9 071	627	+6,9	+6,0
Résultat d'exploitation	5 788	5 598	190	+3,4	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 121	3 801	320	+8,4	
Résultat net part du Groupe	2 877	2 779	98	+3,5	
Résultat net courant <sup>(1)</sup>	3 068	2 956	112	+3,8	

(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 Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts (cf. § 3.9).

### Cash flow opérationnel

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel <sup>(1)</sup>	7 910	6 586	1 324	+20,1

(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.

### Informations relatives à l'endettement financier net

<i>(En millions d'euros)</i>	30/06/2013	31/12/2012 proforma <sup>(1)</sup>	31/12/2012 retraité	Variation en valeur <sup>(2)</sup>	Variation en % <sup>(2)</sup>
Endettement financier net	33 729	39 175	41 575	(7 846)	-18,9
Capitaux propres – part du Groupe	33 435	26 257	26 257	7 178	+27,3
Endettement financier net/EBE	2,0 <sup>(3)</sup>	2,4 <sup>(4)</sup>	2,6 <sup>(4)</sup>		

(1) Le proforma 2012 est retraité de l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 et du retrait de 2,4 milliards d'euros permettant 100% de couverture des passifs nucléaires d'EDF éligibles aux actifs dédiés.

(2) Les variations en valeur et en % sont calculées par rapport au 31 décembre 2012 retraité.

(3) Le ratio au 30 juin 2013 est calculé sur la base de l'EBE cumulé du second semestre 2012 et du premier semestre 2013, avec numérateur et dénominateur à périmètre comparable.

(4) Les ratios 2012 EFN/EBE comprennent au dénominateur le retraitement de l'EBE d'Edison à 100% et le retraitement lié à l'application de la norme IAS19 révisée.



## 2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2013

### 2.1. ELEMENTS DE CONJONCTURE

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

Au cours du premier semestre 2013, les prix de l'énergie en France, en Allemagne et en Italie ont été en baisse par rapport à l'année 2012 en raison principalement de la nette diminution des prix du charbon et du CO<sub>2</sub>.

Le recul des prix de l'électricité a toutefois été limité par une consommation en hausse en raison de l'effet climatique. En effet, les six premiers mois de l'année 2013 ont été marqués par des températures qui se sont établies systématiquement sous les normales en moyenne mensuelle et sous le niveau de l'année dernière, malgré la vague de froid de février 2012.

Les prix de l'électricité sont toutefois en hausse au Royaume-Uni, où la production d'électricité dépend fortement du gaz, dont le prix est en hausse par rapport au premier semestre 2012.

##### 2.1.1.1. Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne<sup>1</sup>

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2013 en base (€/MWh)	43,8	60,6	60,6	37,4
Variation 2013/2012 des moyennes en base sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-9,8%	+12,4%	-21,7%	-12,4%
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2013 en pointe (€/MWh)	55,3	68,9	68,6	47,7
Variation 2013/2012 des moyennes en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-11,4%	+12,7%	-22,7%	-9,5%

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

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 43,8 €/MWh au premier semestre, en baisse de 4,8 €/MWh par rapport à l'année dernière, en raison de l'important repli des prix du CO<sub>2</sub> et du charbon ainsi que de la progression de la production hydraulique. Ce recul est faible par rapport au premier semestre 2012, pourtant marqué par des pics de prix en février, compte tenu des niveaux de consommation élevés tout au long de l'hiver 2013 liés aux températures qui se sont maintenues durablement sous les normales de saison. En mai et juin, la progression de la disponibilité nucléaire et hydraulique a entraîné des prix spot historiquement bas.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité progressent de plus de 12% par rapport au premier semestre 2012. Ils ont suivi l'évolution à la hausse des prix spot du gaz, avec notamment des pics de prix à plus de 100 €/MWh à la fin du mois de mars lorsque les prix du gaz dépassaient les 100 p/therm.

En **Italie**, les prix reculent de plus de 20%, en raison principalement d'une forte progression des productions hydraulique et éolienne et du recul de la consommation.

En **Allemagne**, les prix spot reculent en moyenne de 5,3 €/MWh par rapport à 2012, en raison également de l'évolution des prix des combustibles. Cette baisse des prix est plus marquée qu'en France : la demande électrique en

<sup>1</sup> France et Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEXSPOT 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.

Allemagne étant faiblement thermo-sensible, les températures sous les normales saisonnières n'ont pas soutenu les prix durant les premiers mois de l'année.

### 2.1.1.2. Prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne<sup>2</sup>

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2013 en base (€/MWh)	43,9	61,1	63,6	40,6
Variation 2013/2012 des moyennes en base sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-14,3%	+2,9%	-15,3%	-20,2%
Prix à terme en base au 12 juin 2013 (€/MWh)	41,9	60,4	60,6	37,5
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2013 en pointe (€/MWh)	56,9	69,8	70,8	51,0
Variation 2013/2012 des moyennes en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-11,8%	+3,9%	-14,8%	-18,6%
Prix à terme en pointe au 12 juin 2013 (€/MWh)	55,8	69,3	67,9	47,8

Les contrats annuels en base européens sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2012, en raison principalement du recul des prix du charbon et du CO<sub>2</sub>. Au Royaume-Uni, la hausse des prix du gaz et l'augmentation de la taxe carbone ont toutefois conduit à une hausse des prix.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 14% à celui constaté au premier semestre 2012. Cette diminution s'explique principalement par le recul des prix du charbon et des droits d'émission de CO<sub>2</sub> mais également par la forte baisse des prix des trimestres estivaux, en lien avec une anticipation par les acteurs d'une disponibilité nucléaire en hausse par rapport à l'été 2012.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1<sup>er</sup> avril A+1 au 31 mars A+2, progresse de 2,9% dans le sillage des prix à terme du gaz. De plus, la taxe sur le CO<sub>2</sub> appliquée au Royaume-Uni pour la production d'électricité progressera de 4,9 GBP/t à partir du 1<sup>er</sup> avril 2014, ce qui entraîne à la hausse le prix de ce contrat.

En **Italie**, le contrat annuel en base diminue par rapport au premier semestre 2012, en raison de l'évolution des prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> ainsi que de la détente observée actuellement sur le spot.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base diminue également par rapport au premier semestre 2012, en raison de l'évolution des prix des combustibles.

### 2.1.1.3. Evolution du prix des droits d'émission de CO<sub>2</sub><sup>3</sup>

Le prix des droits d'émission de CO<sub>2</sub> pour livraison en décembre 2013 s'est établi en moyenne à 4,3 €/t au cours du premier semestre 2013. Les prix ont reculé de plus de 40% par rapport au premier semestre 2012, où la tonne de CO<sub>2</sub> s'échangeait à 7,5 €.

A l'échelle européenne, le marché des droits d'émission de CO<sub>2</sub> reste globalement marqué par une offre excédentaire. Des discussions ont donc eu lieu au niveau de la Commission européenne afin de limiter l'offre. Au cours du premier semestre 2013, le prix des droits d'émission a évolué au gré des annonces concernant l'adoption possible d'un gel des droits d'émission de CO<sub>2</sub>. Le 16 avril, le Parlement européen a voté contre cette proposition, provoquant une chute de prix de 1,7 €/t. Depuis, les négociations ont repris, ce qui a permis aux droits d'émission de

<sup>2</sup> France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante ;

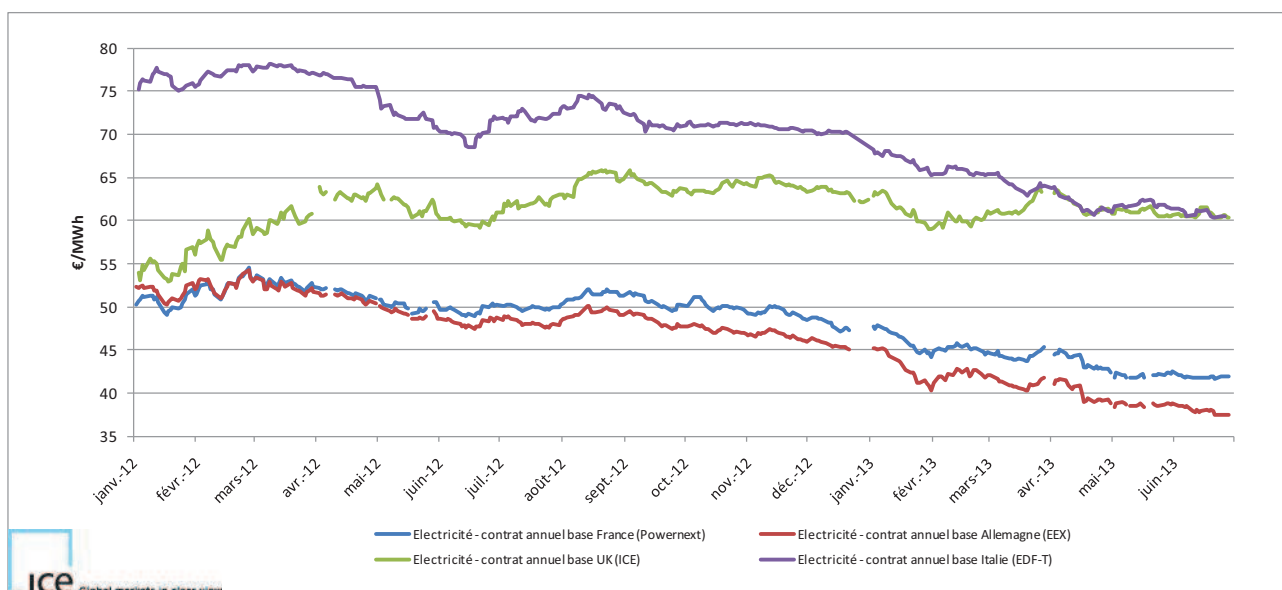
Italie : cotation moyenne EDF trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2013 puis avril 2014 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1<sup>er</sup> avril au 31 mars).

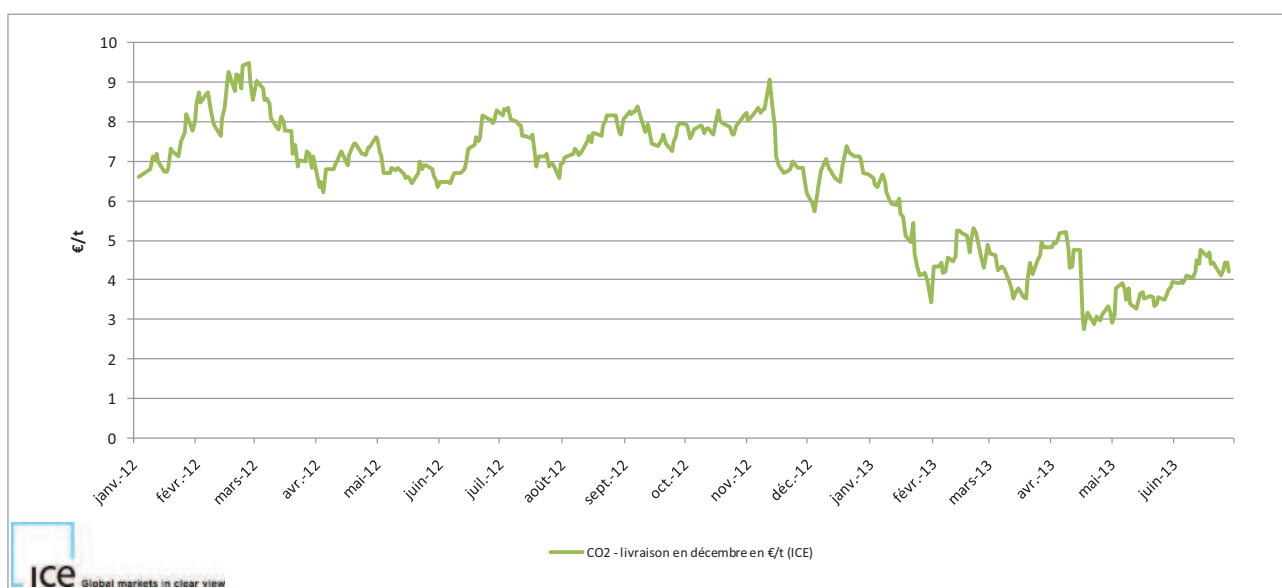
<sup>3</sup> Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

remonter progressivement pour terminer le semestre à 4,2 €/t. Le 3 juillet 2013, le Parlement a finalement approuvé ce gel, ce projet de loi devant encore être approuvé par le Conseil de l'Union européenne.

### Evolution des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Allemagne et en Italie



### Evolution des prix des droits d'émission de CO<sub>2</sub>



#### 2.1.1.4. Prix des combustibles fossiles <sup>4</sup>

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2013	94,4	107,9	68,0
Variation 2013/2012 des moyennes sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-13,6%	-5,0%	+4,9%
Plus haut au 1 <sup>er</sup> semestre 2013	102,2	118,9	69,7
Plus bas au 1 <sup>er</sup> semestre 2013	84,9	97,7	66,4
Prix fin 1 <sup>er</sup> semestre 2012	98,6	97,8	61,7
Prix fin 1 <sup>er</sup> semestre 2013	85,6	102,2	68,2

Les prix à terme du **charbon** sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2012, en raison d'une offre qui devrait rester abondante. Sur le court terme, l'équilibre offre-demande est resté extrêmement détendu en raison notamment d'importations de charbon russe, américain et colombien à bas prix. Ces stocks importants ont maintenu une pression baissière sur les prix à terme. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2014 termine le semestre à près de 86 \$.

Le cours du **pétrole** est en baisse par rapport au premier semestre 2012. Les premiers mois de l'année ont connu moins de tensions sur l'offre que par le passé. Côté demande, le contexte macro-économique reste morose, ce qui a incité les acteurs à revoir régulièrement leurs prévisions de consommation à la baisse.

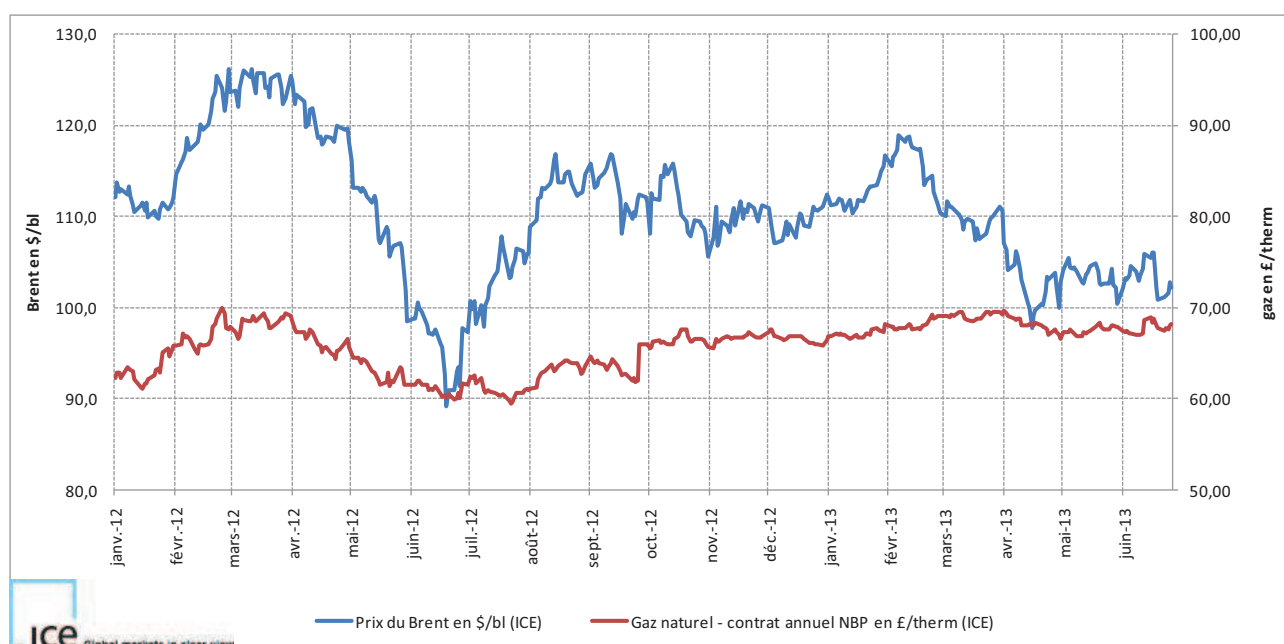
Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** au Royaume-Uni est en hausse par rapport au premier semestre 2012. Les températures basses observées au Royaume-Uni de janvier à avril ont conduit à une utilisation massive du stockage long terme afin d'assurer l'équilibre offre-demande. Mi-avril, les capacités de stockage étaient vides. Traditionnellement, les mois d'été permettent de reconstituer une grande partie des stocks mais il n'est pas certain que ce puisse être le cas à l'entrée de l'hiver cette année compte tenu du niveau exceptionnellement bas des stocks au début de l'été et du temps nécessaire à leur remplissage. Ces craintes ont entraîné une hausse marquée des prix pour l'hiver à venir et dans une moindre mesure pour l'été suivant.

<sup>4</sup> **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 au Royaume-Uni (NBP) - en p/therm.

### Evolution des prix du gaz naturel et du pétrole



#### 2.1.2. CONSOMMATION D'ELECTRICITE<sup>5</sup> ET DE GAZ<sup>6</sup>

Sur le premier semestre 2013, la consommation globale d'électricité en **France** a augmenté de 2,3% par rapport à 2012. Cet écart s'explique essentiellement par des températures inférieures à la normale (-2°C en moyenne) sur l'ensemble des mois du semestre.

Corrigée de l'aléa climatique et du caractère bissextile de 2012, la consommation de la France est globalement stable au premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012, la baisse de la consommation de la grande industrie étant compensée par la progression de la consommation des particuliers et des PME-PMI.

Au **Royaume-Uni**, sur le premier semestre 2013, la consommation intérieure d'électricité, peu thermo-sensible, est stable (+0,4%) par rapport à celle du premier semestre 2012; elle s'est contractée de 3,9% en **Italie** par rapport au premier semestre 2012.

La consommation de gaz naturel en **France** a progressé d'environ 4% au premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012. Cette hausse est liée en grande partie à un effet climatique, notamment aux températures basses des mois de mars et mai.

La consommation intérieure estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en progression de 9,4%, tirée par la consommation domestique sous l'effet de températures 2013 inférieures en moyenne de 2,7°C à celles du premier semestre 2012.

<sup>5</sup> Données France : données brutes communiquées par RTE, non corrigées de l'impact des aléas climatiques.

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 : estimation fournie par la filiale locale.

<sup>6</sup> Données France : base Pégase, source SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques)

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 : estimation fournie par la filiale locale.

Celle-ci a diminué de 7,1% en **Italie**.

### 2.1.3. TARIFS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL

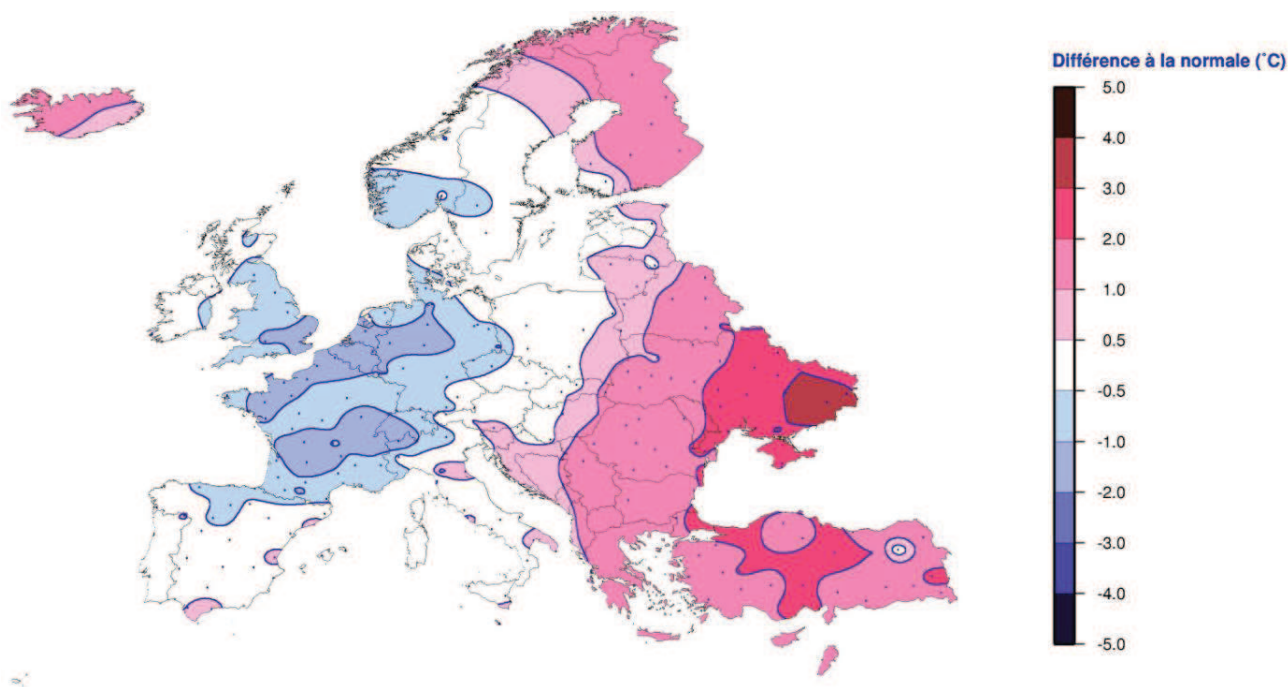
L'annonce du ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'énergie en date du 9 juillet 2013 figure ci-après au § 2.2.3.1.6.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a maintenu stables ses tarifs de gaz et d'électricité sur le premier semestre 2013.

### 2.1.4. CONDITIONS CLIMATIQUES

#### 2.1.4.1. Températures

#### Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2013 à juin 2013<sup>7</sup>



Le premier semestre 2013 a été marqué par un contraste entre des températures inférieures à la normale en Europe de l'Ouest (la France, Royaume-Uni, Benelux et Allemagne notamment) et des températures plus élevées que la normale dans les pays riverains de la mer Noire et dans le Nord de la Scandinavie.

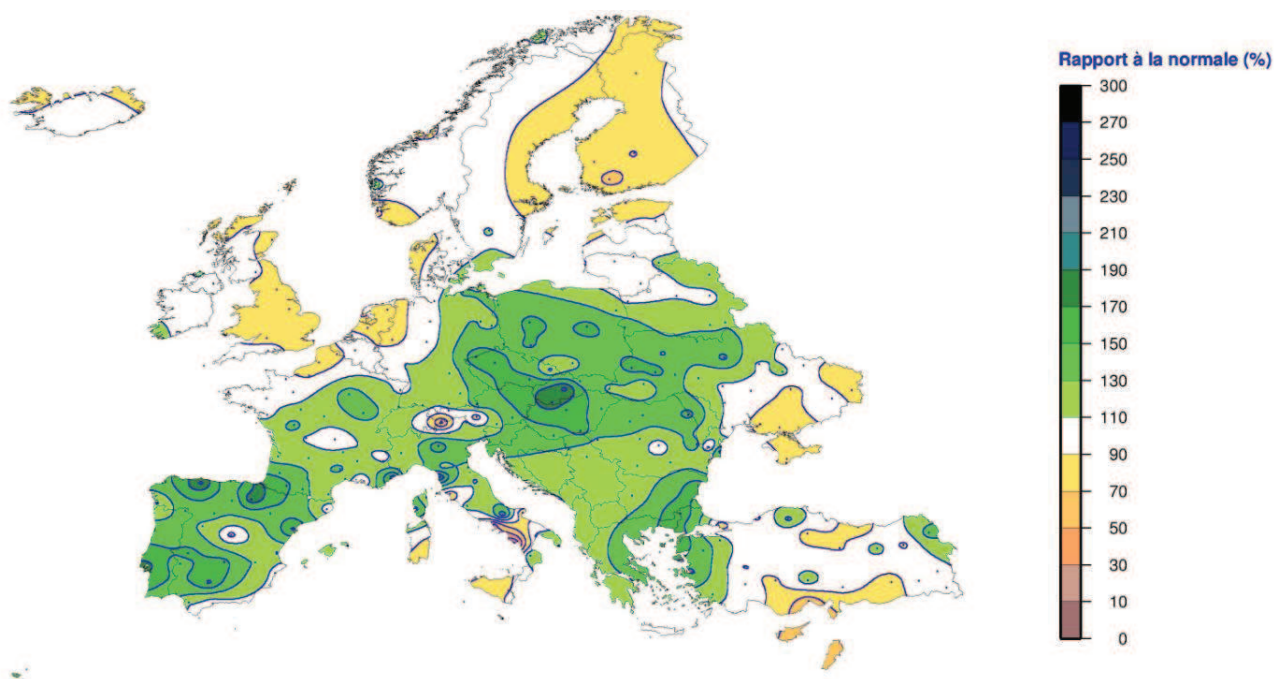
En France, après un hiver maussade, le printemps a été froid et peu ensoleillé. Les moyennes mensuelles des températures ont été systématiquement inférieures aux normales sur le semestre.

<sup>7</sup> Rapport à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2013 à juin 2013.

Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extraction de la Base de Données Climatologiques de Météo-France.

## 2.1.4.2. Pluviométrie

### Pluviométrie de janvier 2013 à juin 2013<sup>8</sup>



Le premier semestre 2013 a été marqué par une pluviométrie abondante et excédentaire sur une grande moitié sud de l'Europe, en particulier sur la péninsule ibérique, en Europe centrale et à moindre degré en France. Seuls le Royaume-Uni, les Pays-Bas et la Scandinavie ont connu un déficit modéré de précipitations.

En France, la conjonction d'une pluviométrie excédentaire et de températures anormalement froides jusqu'à fin mai a entraîné un enneigement exceptionnel qui est resté tardivement sur les massifs alpin et surtout pyrénéen. Le productible hydraulique en France a connu des niveaux systématiquement supérieurs à la normale sur l'ensemble du semestre, notamment d'avril à juin 2013.

<sup>8</sup> Rapport à la normale semestrielle des précipitations moyennes de janvier 2013 à juin 2013. Carte de comparaison des moyennes des précipitations aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extraction de la Base de Données Climatologiques de Météo-France.

---

## 2.2. EVENEMENTS MARQUANTS<sup>9/10</sup>

### 2.2.1. PARTICIPATIONS ET PARTENARIATS

#### 2.2.1.1. Accord définitif avec Total pour l'acquisition de TIGF

Le 5 avril 2013, le consortium constitué par Snam, opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45%), GIC, le fonds de l'État de Singapour (35%) et EDF (20% via ses actifs dédiés), a conclu un accord définitif avec le groupe Total pour l'acquisition de sa filiale de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de la France - Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF). Le 5 février 2013, le consortium et Total étaient entrés en négociations exclusives pour l'acquisition de la société.

Approuvée par la Commission européenne le 15 juillet 2013, la finalisation de la transaction reste soumise aux autorisations des autres autorités réglementaires et de concurrence compétentes.

#### 2.2.1.2. Investissements d'EDF Energies Nouvelles

Le 11 février 2013, EDF Energies Nouvelles a annoncé l'acquisition de l'activité éolienne France de Séchilienne Sidec, qui représente une puissance installée de 56,5 MW et cinq projets en développement pour 60 MW.

Le 8 avril 2013, EDF EN Canada, filiale canadienne d'EDF Energies Nouvelles, a annoncé l'acquisition du projet éolien de 300 MW de Blackspring Ridge situé dans la province d'Alberta au Canada. Cette acquisition s'est faite en partenariat avec la société américaine Enbridge, un fournisseur d'énergie opérant sur le continent nord-américain. EDF EN Canada détiendra 50% de ce parc. La construction de ce projet, composé de 166 turbines Vestas d'une puissance unitaire de 1,8 MW a débuté au deuxième trimestre 2013 pour une réception attendue mi 2014.

Le 16 avril 2013, EDF Renewable Energy, filiale américaine d'EDF Energies Nouvelles, a annoncé exercer son option d'achat de 49% des parts du projet éolien de 161 MW Spinning Spur II, situé au Texas, jusqu'alors co-détenu et développé en partenariat avec Cielo Wind Power. EDF Renewable Energy détient désormais 100% de ce projet. La construction de ce parc, composé de 87 turbines General Electric d'une puissance unitaire de 1,85 MW a débuté en juin 2013 pour une mise en service attendue mi 2014.

#### 2.2.1.3. Renégociations de contrats d'approvisionnement en gaz par Edison

La Cour d'arbitrage de la Chambre de commerce international a rendu le 23 avril 2013 une sentence arbitrale en faveur d'Edison dans le cadre de la procédure d'arbitrage avec Sonatrach (Algérie) lancée en août 2011 sur le prix du gaz long terme inclus dans le contrat algérien.

Par ailleurs, un accord a été signé entre Edison et Rasgas (Qatar) en juillet 2013 revoyant certaines conditions du contrat d'approvisionnement à long terme en gaz (et notamment les conditions de prix) entre les deux parties. Conformément à la norme IAS 10, les effets de cet accord ont été pris en compte dans les comptes consolidés résumés du premier semestre 2013 du Groupe.

Au total, il en résulte un impact positif de 585 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du groupe EDF du premier semestre 2013.

---

<sup>9</sup> Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 8 du présent document.

<sup>10</sup> Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : [www.edf.com](http://www.edf.com).



#### **2.2.1.4. Cession de la participation du Groupe dans SSE**

Le 24 mai 2013, EDF et Energetický a průmyslový holding, a.s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, ont signé un accord définitif pour la cession à EPH de 49% de Stredoslovenská Energetika a.s. (SSE), deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie. La transaction valorise la participation d'EDF dans SSE à environ 400 millions d'euros.

Cette transaction sera soumise à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires de SSE. Sa finalisation est attendue au cours du second semestre 2013 après l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence.

#### **2.2.1.5. Finalisation de l'acquisition des parcs éoliens d'Iberdrola en France**

Le 27 mai 2013, un consortium international composé d'EDF Energies Nouvelles, de MEAG, agissant en tant que gestionnaire d'actifs de Munich Re, et de GE Energy Financial Services – une division de GE -, a signé avec Iberdrola l'accord définitif portant sur l'acquisition précédemment annoncée de 30 parcs éoliens en exploitation en France d'une capacité brute totale de 305 MW.

Cet accord prévoit une détention des actifs par EDF Energies Nouvelles à hauteur de 20%, par GE Energy Financial Services à hauteur de 40% et par MEAG à hauteur de 40%. Cette participation d'EDF Energies Nouvelles est consolidée par mise en équivalence au 30 juin 2013.

EDF Energies Nouvelles assurera les services de gestion d'actifs ainsi que d'exploitation-maintenance des parcs éoliens.

#### **2.2.1.6. Création d'EDF Invest**

EDF crée EDF Invest, qui sera en charge de la gestion du portefeuille d'investissements non cotés au sein des actifs dédiés d'EDF. Ces investissements non cotés regrouperont trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et le private equity.

La participation de 20% du groupe EDF dans TIGF, décrite au § 2.2.1.1, constituera le premier investissement d'EDF Invest dans les infrastructures aux côtés des 50% de titres RTE déjà présents dans le portefeuille d'actifs dédiés. TIGF et les titres RTE représenteraient ainsi 13% des actifs dédiés.

L'objectif d'EDF Invest est de gérer 5 milliards d'euros d'investissements non cotés d'ici deux ans et de représenter ainsi 25% du total des actifs dédiés.

## 2.2.2. PROJETS D'INVESTISSEMENT

### 2.2.2.1. En France

#### *2.2.2.1.1. Flamanville 3*

Des étapes importantes de la construction ont été franchies au premier semestre 2013 :

- mise sous tension du transformateur de soutirage via une ligne 400kV provisoire,
- mise en place du tampon qui permet de fermer l'accès matériel du bâtiment réacteur par lequel transiteront les gros composants nécessaires au montage du circuit primaire principal (comme les générateurs de vapeur et la cuve),
- pose du dôme du bâtiment réacteur le 16 juillet.

Le chantier de l'EPR de Flamanville entre dans sa phase finale avec 95% du génie civil réalisé et 46% des montages électromécaniques. L'objectif de première production commercialisable est maintenu à 2016.

#### *2.2.2.1.2. Construction de la nouvelle centrale de Bouchain*

Fin 2011, EDF et GE Energy avaient conclu un partenariat pour le co-développement du premier cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération, situé dans le nord de la France à Bouchain. Ce CCG est équipé d'une nouvelle technologie permettant d'atteindre une puissance maximale en un temps très court. En avril 2013, le creusement des fondations sur le chantier a commencé. La mise en service de ce CCG est prévue pour 2015.

#### *2.2.2.1.3. Avis favorable de l'ASN sur l'exploitation du réacteur n°2 à Fessenheim*

Le 29 avril 2013, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a autorisé la poursuite d'exploitation du réacteur n°2 de la centrale nucléaire de Fessenheim au-delà de son troisième examen décennal. Cet avis favorable d'exploitation fait suite à la visite décennale qui s'est déroulée d'avril 2011 à mars 2012 et est soumis à des prescriptions techniques impliquant des travaux qu'EDF va mettre en œuvre.

#### *2.2.2.1.4. Mise en service du deuxième Cycle Combiné Gaz (CCG) de Martigues*

Le 7 juin 2013, le deuxième CCG du site de Martigues a été mis en service industriel. La centrale de Martigues est désormais le plus important CCG en France, avec une puissance de 930 MW et un impact environnemental réduit.

#### *2.2.2.1.5. Inauguration du barrage du Rizzanese en Corse*

Le 17 juin 2013, EDF a inauguré le 4<sup>e</sup> grand barrage de Corse, au Rizzanese (Corse du Sud). D'une puissance installée de 55 MW, ce nouvel aménagement porte à 30% la part des énergies renouvelables dans la consommation électrique de l'île. Le barrage alimente le réseau électrique corse depuis février 2013, avec le raccordement de l'une des deux turbines de la centrale de Sainte-Lucie de Tallano située en aval du barrage. La mise en service complète de l'ouvrage est prévue pour fin 2013.

L'aménagement hydroélectrique permettra de réduire la consommation d'hydrocarbures de l'île et ainsi d'éviter le rejet de 60 000 tonnes de CO<sub>2</sub> chaque année. Il est destiné à être mobilisé en période de pointe, quand la consommation d'électricité est la plus forte.

#### *2.2.2.1.6. Lancement du déploiement des compteurs « Linky »*

Le 9 juillet 2013, le Premier ministre a annoncé le lancement du déploiement de nouveaux compteurs communicants « Linky » par ERDF ; 3 millions de compteurs devraient être déployés d'ici 2016.

### ***2.2.2.1.7. Avis favorable de l'ASN sur le réacteur n°4 à Bugey***

Le 29 juillet 2013, l'ASN a annoncé qu'elle émettait un avis favorable à la poursuite du fonctionnement du réacteur n°4 de Bugey, à l'issue du troisième réexamen décennal de sûreté, comme elle l'avait fait en 2012 pour le réacteur n°2. Cette autorisation est subordonnée à la réalisation de travaux complémentaires qu'EDF conduira dans les délais impartis. La conception du réacteur n°4 étant identique à celle du réacteur n°2, les prescriptions visant à renforcer le niveau de sûreté sur le réacteur n°4 sont semblables.

## **2.2.2.2. Royaume-Uni**

### ***2.2.2.2.1 Projet de centrale nucléaire Hinkley Point C***

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant l'option de cession à EDF Energy des 20% qu'elle détient dans la société portant les projets de « nouveau nucléaire » au Royaume-Uni. EDF est ainsi devenu actionnaire à 100% de cette société.

Le 19 mars 2013, le ministre britannique de l'Energie et du changement climatique a annoncé avoir donné son accord pour construire une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point dans le Somerset (sud de la Grande-Bretagne). Cette décision fait suite à trois années de consultation avec les collectivités locales et une année d'études réalisées par le *UK Planning Inspectorate*. Les discussions relatives à l'instauration de *contracts for difference* (ou CfD) se poursuivent avec le gouvernement britannique. Ce dispositif contractuel, qui garantira l'équilibre économique des nouveaux moyens de production d'électricité à faibles émissions de CO<sub>2</sub> (énergies renouvelables et centrales nucléaires) devrait, une fois son acceptabilité obtenue auprès de l'Union européenne, permettre au projet Hinkley Point C de recueillir de nombreuses marques d'intérêt de la part d'investisseurs partenaires.

### ***2.2.2.2.2. Mise en service de deux Cycles Combinés Gaz (CCG) à West Burton B***

Les unités 1 et 2 du CCG de West Burton B ont été mises en service en mai 2013 et mars 2013 respectivement. Le site de West Burton B comprend trois unités, la dernière devant être mise en service au cours du second semestre 2013.

## **2.2.2.3. Autres activités**

### ***2.2.2.3.1. Construction du terminal méthanier de Dunkerque***

La construction du terminal de Dunkerque, portée par la filiale Dunkerque LNG, est en cours avec une date de mise en service prévue pour novembre 2015, avec notamment :

- l'achèvement des travaux portuaires par le Grand Port Maritime de Dunkerque et la livraison de la plateforme terrestre à Dunkerque LNG
- la réalisation des études d'ingénierie de détail par les trois contractants clé en main en charge de la construction
- la construction de l'enceinte de béton des trois réservoirs qui stockeront le gaz naturel liquéfié (GNL), ainsi que les travaux de génie civil liés au traitement du gaz
- le début de creusement du tunnel raccordant le terminal à la centrale nucléaire de Gravelines, les eaux tièdes de rejet de la centrale contribuant à la regazéification du GNL. Cette synergie industrielle permettra d'économiser l'équivalent de la consommation annuelle en gaz de l'agglomération de Dunkerque. Le tunnelier a été "baptisé" sur le chantier le 30 mai 2013.

Par ailleurs, les deux gestionnaires de réseau de gaz naturel belge (Fluxys) et français (GRTgaz) poursuivent la construction d'une nouvelle interconnexion France-Belgique, en sus des travaux de raccordement au réseau français.

Le terminal méthanier de Dunkerque sera alors connecté à deux marchés gaziers en Europe : le PEG<sup>11</sup> Nord en France et le marché belge.

#### ***2.2.2.3.2. Construction de parcs éoliens***

Le 21 janvier 2013, EDF Energies Nouvelles a annoncé la mise en service de deux parcs éoliens, Massif du Sud et Lac Alfred (1<sup>ère</sup> phase) au Québec. Ces deux réalisations ont une capacité installée de 150 MW chacune et font partie d'un programme de 7 projets éoliens totalisant 1 003 MW qui s'échelonne jusqu'en 2015.

Le 16 mai 2013, EDF Energies Nouvelles a annoncé la mise en service en Ecosse par EDF Energy Renewables du parc éolien de Fallago Rig, d'une puissance de 144 MW, équipé de 48 turbines d'une puissance unitaire de 3 MW, fabriquées par Vestas. Ce parc a été développé et réalisé par EDF Energy Renewables, filiale britannique d'EDF Energies Nouvelles détenue à parts égales avec EDF Energy.

Le 19 juin 2013, EDF Energies Nouvelles a annoncé l'achèvement du chantier du parc éolien en mer de Teesside construit par EDF Energy Renewables et la mise en production des 13 premières éoliennes de cette centrale de 62 MW.

### **2.2.3. ENVIRONNEMENT REGLEMENTAIRE**

#### **2.2.3.1. France**

##### ***2.2.3.1.1. Loi NOME et ARENH***

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume de 64,3 TWh pour 2013. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes techniques selon un échancier fixé par arrêté.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH doit être publié au plus tard le 7 décembre 2013.

##### ***2.2.3.1.2. CSPE***

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF<sup>12</sup>. Cette taxe, assise sur la consommation d'électricité, est collectée directement auprès du consommateur final. Elle s'élève à 13,5 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

L'accord signé par EDF et les pouvoirs publics début 2013 prévoit un remboursement progressif d'ici au 31 décembre 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 4,9 milliards d'euros).

Début 2013, certains tarifs d'achat du photovoltaïque ont été majorés ; une prime de 10% a été mise en place pour les panneaux assemblés en Europe et certains tarifs baisseront moins vite à volume donné.

Au cours du premier trimestre, la CRE a initié différents appels d'offres pour de nouvelles installations éoliennes en mer (1 000 MW) et pour des installations photovoltaïques de puissance supérieure à 100 kW. Ces installations bénéficieront de tarif d'achat dont le surcoût par rapport au prix de marché sera compensé par la CSPE.

<sup>11</sup> PEG : Point d'Echange de Gaz.

<sup>12</sup> Les Entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

La loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (loi Brottes) publiée au Journal officiel du 15 avril 2013 rend possible un élargissement du nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité (TPN) et prévoit la compensation par la CSPE d'une prime versée aux opérateurs d'effacement.

Dans sa prévision des charges au titre de 2013 publiée fin 2012, la CRE prévoyait un montant de charges à compenser de 5 124 millions d'euros et un montant de recettes prévisionnelles équivalent, ce qui permettait que le déficit du mécanisme soit stabilisé en 2013.

#### ***2.2.3.1.3. Décision du Conseil d'Etat relative aux tarifs de vente d'électricité***

Par une décision du 22 octobre 2012, le Conseil d'Etat a, à la demande du SIPPAREC, annulé l'arrêté du 13 août 2009 fixant les tarifs réglementés de vente d'électricité en enjoignant les ministres chargés de l'énergie et de l'économie de prendre un nouvel arrêté dans les 3 mois pour la période allant du 15 août 2009 au 13 août 2010. Cet arrêté, à portée rétroactive, a été publié le 15 mars 2013. EDF a entrepris d'établir des factures rectificatives pour environ 1 million de clients concernés par des modifications intervenues dans les grilles tarifaires.

#### ***2.2.3.1.4. Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE 3 et TURPE 4)***

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'Etat a annulé la composante distribution des troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE 3) qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les ministres de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE et devaient s'appliquer à la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 juillet 2013. Cette annulation est sans impact direct sur les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 (« TURPE 3 bis ») prise sur proposition de la CRE en date du 29 mars 2013, a été publiée au Journal officiel le 26 mai 2013. Elle s'applique rétroactivement à la période 2009-2013, se substitue au tarif annulé et conduit à une diminution de 2,5% des tarifs sur la période du 1<sup>er</sup> juin au 31 juillet 2013.

La CRE a également publié, le 10 juillet 2013, sa délibération du 28 mai 2013 portant décision pour la période du 1<sup>er</sup> août 2013 au 31 décembre 2013 (« TURPE 3 ter ») qui se traduit par une augmentation de 2,1% au 1<sup>er</sup> août 2013 par rapport à la période du 1<sup>er</sup> juin au 31 juillet 2013.

Enfin, le 9 juillet 2013, la CRE a lancé sa consultation sur les tarifs de distribution qui entreront en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014 pour une durée de 4 ans (TURPE 4).

S'agissant des tarifs de transport, la délibération de la CRE du 3 avril 2013 a été publiée au Journal officiel du 30 juin 2013. Ce nouveau tarif (appelé TURPE 4 HTB) sera applicable à compter du 1<sup>er</sup> août 2013, pour une période d'environ quatre ans. A cette date, le tarif augmentera de 2,4% ; il sera ensuite ajusté chaque année.

#### ***2.2.3.1.5. Rapport de la CRE sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF***

Dans le cadre de sa mission d'analyse de la couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente, telle qu'elle est prévue par le Code de l'énergie, la CRE a publié le 4 juin 2013 un rapport sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF.

L'étude de la CRE porte sur les coûts constatés de 2007 à 2012 et sur les coûts estimés de 2013 à 2015.

Pour la période 2007 à 2012, la CRE a constaté que les coûts fixes et variables de production ont augmenté de 5,1% par an, que les charges de capital ont augmenté de 2,9% par an et que les coûts commerciaux ont connu une hausse de 6,3% par an.

La CRE a constaté que la tendance à la hausse des coûts de production et de commercialisation se confirme pour 2013.

Elle en a déduit que l'évolution des tarifs à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts estimés par la CRE se situe entre 9,6% et 6,8% pour les tarifs bleus (respectivement sans ou avec une hypothèse d'un allongement comptable de 10 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires en 2013).

#### **2.2.3.1.6. Hausse des tarifs de l'électricité annoncée par le Gouvernement**

Suite à la parution du rapport de la CRE mentionné ci-dessus, le Gouvernement a décidé de lisser, sur plusieurs années, les hausses de tarifs nécessaires à la couverture des coûts d'EDF, prévue par la loi. Le 9 juillet 2013, il a saisi le Conseil supérieur de l'énergie et la CRE d'une hausse moyenne des tarifs de l'électricité pour les ménages (« tarifs bleus ») de 5% au 1<sup>er</sup> août 2013 et au 1<sup>er</sup> août 2014.

#### **2.2.3.2. Belgique**

En 2013, il demeure des incertitudes sur le contexte réglementaire dans l'attente des décisions officielles du Gouvernement et du Parlement.

La taxe nucléaire prélevée sur les exploitants et propriétaires d'installations de production d'électricité d'origine nucléaire en Belgique est passée de 250 millions d'euros en 2011 à 550 millions d'euros en 2012, puis à 475 millions d'euros en 2013. EDF Luminus et EDF Belgium ont déposé un recours fin juin 2013 contre cette taxe devant la Cour Constitutionnelle.

Fin 2011, la CREG<sup>13</sup> avait approuvé les nouveaux tarifs d'Elia (gestionnaire du réseau de transport électrique), pour la période 2012-2015, qui intègrent un tarif d'injection désormais à la charge des producteurs. Ces tarifs ont été revus à la baisse en 2013 suite à une contestation des producteurs devant la Cour d'Appel.

Par ailleurs, durant l'été 2012, des inspections sur les cuves des centrales de Doel 3 et Tihange 2 avaient révélé des micro-fissures qui avaient entraîné l'arrêt de ces centrales, dans l'attente d'analyses complémentaires menées par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) et Electrabel. Le 17 mai 2013, l'AFCN a autorisé le redémarrage des deux réacteurs nucléaires qui a été effectif le 3 juin pour Doel 3 et le 7 juin pour Tihange 2.

#### **2.2.3.3. Hongrie**

Début 2013, le régulateur a annoncé une baisse de 10% des tarifs régulés de fourniture de gaz, d'électricité et de chaleur aux clients domestiques pour la période 2013-2016. En outre, une nouvelle taxe sur les réseaux a été mise en place par le Gouvernement, à hauteur de 125 HUF par mètre de réseau (environ 0,45€/m).

#### **2.2.3.4. Royaume-Uni**

Le 27 juin 2013, dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité entamée courant 2012, le ministre britannique de l'Énergie et du changement climatique a présenté au Parlement la stratégie à long terme du Gouvernement en matière de construction, de réparation et de renouvellement des infrastructures électriques majeures au Royaume-Uni. Le ministère des finances britannique a annoncé également que la future centrale Hinkley Point C serait éligible à la garantie gouvernementale.

Le projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité est examiné à la Chambre des Lords depuis début juin 2013.

---

<sup>13</sup> CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en Belgique.

## 2.2.4. GOUVERNANCE

### 2.2.4.1. Conseil d'administration du groupe EDF

Par décret du 6 mai 2013, Bruno Léchevin, président du Conseil d'administration de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), a été nommé membre du Conseil d'administration d'EDF en qualité de représentant de l'Etat, en remplacement de François Loos.

Par décret du 17 juin 2013, Olivier Appert, président de l'IFP Energies nouvelles, a été nommé membre du Conseil d'administration d'EDF en qualité de représentant de l'Etat, en remplacement de Yannick d'Escatha.

Ces deux nouveaux mandats courent jusqu'au renouvellement en bloc du Conseil d'administration, le 22 novembre 2014 à minuit.

### 2.2.4.2. Organes de Direction

Henri Proglio a confié à Philippe Monloubou une mission de réflexion stratégique de six mois portant sur le développement et le financement des systèmes électriques intelligents, y compris à l'international. En janvier 2014, Philippe Monloubou sera proposé pour la Présidence du Directoire d'ERDF.

### 3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2012 ET 2013

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2012 et 2013 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 2012 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (impact de 11 millions d'euros sur le résultat net part du Groupe) et du changement de présentation des activités DVAS d'EDF Energies Nouvelles sans impact sur l'EBE du Groupe (diminution du Chiffre d'affaires de -319 millions d'euros, des Autres consommations externes de -255 millions d'euros et augmentation des Autres produits et charges pour 64 millions d'euros).

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>39 747</b>	<b>35 903</b>
Achats de combustible et d'énergie	(20 821)	(17 950)
Autres consommations externes	(4 134)	(4 340)
Charges de personnel	(6 020)	(5 787)
Impôts et taxes	(1 793)	(1 597)
Autres produits et charges opérationnels	2 719	2 842
<b>Excédent brut d'exploitation (EBE)</b>	<b>9 698</b>	<b>9 071</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	(1)	98
Dotations aux amortissements	(3 583)	(3 283)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(126)	(94)
(Pertes de valeur) / reprises	(178)	(294)
Autres produits et charges d'exploitation	(22)	100
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 788</b>	<b>5 598</b>
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 667)</b>	<b>(1 797)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>4 121</b>	<b>3 801</b>
Impôts sur les résultats	(1 531)	(1 235)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	379	343
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>2 969</b>	<b>2 909</b>
<b>Dont résultat net - part du Groupe</b>	<b>2 877</b>	<b>2 779</b>
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	92	130
<b>Résultat net part du Groupe par action (en euros)</b>		
<b>Résultat net par action</b>	<b>1,56</b>	<b>1,50</b>
<b>Résultat net dilué par action</b>	<b>1,56</b>	<b>1,50</b>



### 3.1. CHIFFRE D'AFFAIRES

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 10,7% et en croissance organique de 4,3%.

#### 3.1.1. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES GROUPE

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	39 747	35 903	3 844	+10,7	+4,3

La croissance du chiffre d'affaires est constituée principalement par des effets de périmètre, essentiellement liés à l'acquisition d'Edison fin mai 2012 (+2 494 millions d'euros) et par une croissance organique de 1 527 millions d'euros (soit 4,3%).

#### 3.1.2. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES PAR SEGMENT

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>France</b>	<b>21 294</b>	<b>20 706</b>	<b>588</b>	<b>+2,8</b>	<b>+2,8</b>
Royaume-Uni	4 990	4 821	169	+3,5	+7,3
Italie	6 481	3 607	2 874	+79,7	+10,5
Autre International	4 106	4 009	97	+2,4	+3,0
Autres activités	2 876	2 760	116	+4,2	+3,1
<b>Total hors France</b>	<b>18 453</b>	<b>15 197</b>	<b>3 256</b>	<b>+21,4</b>	<b>+6,2</b>
<b>Chiffre d'affaires du Groupe</b>	<b>39 747</b>	<b>35 903</b>	<b>3 844</b>	<b>+10,7</b>	<b>+4,3</b>

Au premier semestre 2013, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 46,4% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 42,3% au premier semestre 2012.

##### 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 21 294 millions d'euros, en croissance organique de 2,8% par rapport au premier semestre 2012.

Cette croissance résulte à la fois d'une augmentation des volumes vendus en électricité et des hausses tarifaires intervenues en juillet 2012.

Les volumes vendus aux clients finals ont progressé sous l'effet d'un climat plus froid qu'au 1<sup>er</sup> semestre 2012 (+608 millions d'euros).

L'effet prix positif de 304 millions d'euros, lié à la hausse 2012 des tarifs réglementés permet de compenser partiellement la baisse due à l'arrêt progressif des livraisons dans le cadre des contrats long terme (Eurodif...) et des appels d'offre fournisseurs (-288 millions d'euros).

Au 30 juin 2013, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 79,9%, en retrait de 0,4 point par rapport à fin juin 2012. Au 30 juin 2013, la part de marché gaz naturel est de 4,4%, en augmentation de 0,3 point par rapport à fin juin 2012.

**Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités non régulées<sup>14</sup>,  
activités de réseaux<sup>15</sup> et activités insulaires<sup>16</sup>**

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	21 294	20 706	588	+2,8
<b>Activités non régulées</b>	20 214	19 639	575	+2,9
<b>Activités réseaux</b>	7 345	6 891	454	+6,6
<b>Activités insulaires</b>	456	443	13	+2,9
<b>Eliminations</b>	(6 721)	(6 267)	(454)	

La hausse de 2,9% du chiffre d'affaires des **activités non régulées** s'explique principalement par l'impact favorable du climat au premier semestre 2013.

Le chiffre d'affaires des **activités réseaux** est tiré par la hausse des volumes vendus liés au climat et la hausse du tarif de distribution à hauteur de 208 et 95 millions d'euros respectivement.

Le chiffre d'affaires des **activités insulaires** est en augmentation de 13 millions d'euros.

### Bilan électrique

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2013 à 207,2 TWh contre 207,7 TWh au premier semestre 2012. En dépit d'un programme plus important d'arrêts programmés commencés plus tôt qu'au premier semestre 2012, la production est équivalente à celle du premier semestre 2012 grâce à un nombre d'arrêts fortuits en baisse.

La production hydraulique s'élève à 25,2 TWh. L'amélioration de +5,1 TWh par rapport au premier semestre 2012, liée notamment à la pluviométrie du premier semestre 2013, est également répartie entre fil de l'eau et lacs.

La production thermique à flamme s'élève à 8,4 TWh, soit +1,4 TWh par rapport au premier semestre 2012.

Les volumes vendus aux clients finals (y compris à Eurodif et aux entreprises locales de distribution) sont en hausse de +3,8 TWh. Le différentiel de températures entre les deux semestres explique à lui seul une hausse de +8,1 TWh. Par ailleurs, les pertes de clients, principalement sur le haut de portefeuille<sup>17</sup>, et la réduction de la fourniture à Eurodif ne sont pas compensées par la croissance de la demande.

Les volumes nets vendus sur les marchés de gros sont en recul de 12,9 TWh par rapport au premier semestre 2012 principalement du fait de l'extinction du mécanisme des VPP<sup>18</sup> (-11,5 TWh).

Au premier semestre 2013, le bilan électrique s'est traduit par le fait qu'EDF a été acheteur net (hors VPP) à hauteur de 2,1 TWh sur les marchés, soit une position proche de l'équilibre ; au premier semestre 2012, il avait été acheteur net à hauteur de 17,2 TWh (hors VPP).

<sup>14</sup> Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> Activités de production et de distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

<sup>17</sup> Les très grands clients entreprises et industries.

<sup>18</sup> *Virtual Power Plant* – mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à 3 ans.

### 3.1.2.2. Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 4 990 millions d'euros au premier semestre 2013. Cette augmentation de 3,5% par rapport au premier semestre 2012 est principalement constituée d'une croissance organique de 7,3% et d'effets change défavorables à hauteur de -3,7%.

La hausse du chiffre d'affaires résulte principalement d'effets prix favorables, portés par la hausse des prix de gros. Elle s'explique par ailleurs par la hausse des volumes d'électricité vendus sur les marchés de gros, en application de l'engagement pris envers la Commission européenne<sup>19</sup>, et par la hausse des ventes de gaz qui bénéficient d'un effet climatique favorable. Ces effets sont partiellement compensés par la baisse des ventes structurées, résultant de l'arrivée à échéance de contrats historiques apportés par British Energy.

### 3.1.2.3. Italie

La contribution de l'**Italie**<sup>20</sup> au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 481 millions d'euros, en progression de 79,7% et en croissance organique de 10,5%. Il inclut un effet périmètre positif à hauteur de 2 494 millions d'euros, correspondant au passage d'Edison en intégration globale à partir du 24 mai 2012 et à la cession d'Edipower en 2012.

Le chiffre d'affaires d'**Edison** augmente de 2 909 millions d'euros (+86,7%) et de 414 millions d'euros en organique (+12,3%).

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires bénéficie d'une augmentation des volumes de ventes principalement sur les marchés de gros en partie absorbée par la baisse des prix moyens de l'électricité.

Dans les activités hydrocarbures, la hausse du chiffre d'affaires, de moindre ampleur, est liée à la hausse des volumes vendus, partiellement compensée par la baisse des prix de marché du gaz et du pétrole.

### 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 4 106 millions d'euros au premier semestre 2013, en augmentation de 97 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012, soit +2,4%. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 3,0% par rapport au premier semestre 2012.

Cette progression provient pour l'essentiel de la **Belgique**, où la hausse du chiffre d'affaires s'explique principalement par des activités d'optimisation sans impact significatif sur la marge, du **Brésil**, qui avait vu le premier semestre 2012 marqué par des arrêts de maintenance, et des **Etats-Unis**, où la disponibilité des centrales nucléaires s'est améliorée en raison d'un nombre de jours d'arrêts pour rechargement réduit en 2013 par rapport à 2012.

Il diminue en revanche en **Pologne**, en raison d'effets prix défavorables sur les ventes de certificats et les ventes d'électricité, ainsi que d'une baisse des volumes vendus en électricité.

<sup>19</sup> En application des engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations : vente d'électricité sur le marché de gros britannique pour un volume compris entre 5 et 10 TWh par an pendant la période 2012 à 2015.

<sup>20</sup> Groupe Edison et Fenice.

### 3.1.2.5. Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Energies Nouvelles, EDF Trading, Electricité de Strasbourg, ainsi que la participation dans Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 2 876 millions d'euros au premier semestre 2013, en hausse de 116 millions d'euros, soit 4,2% par rapport au premier semestre 2012 et en croissance organique de 3,1%.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en croissance organique de 30,7% par rapport au premier semestre 2012. Cette progression résulte principalement du développement de l'activité Production en raison de l'augmentation des capacités en exploitation et de conditions de vent favorables en Europe.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**<sup>21</sup> est en croissance organique de 25 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 (+5,8%) et bénéficie de bons résultats notamment sur les activités de charbon et de gaz.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 16 millions d'euros (+1,2%).

---

<sup>21</sup> Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

### 3.2. EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)

Un EBE en hausse de 6,9% dont +6,0% en organique.

(En millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>39 747</b>	<b>35 903</b>	<b>3 844</b>	<b>+10,7</b>	<b>+4,3</b>
Achats de combustible et d'énergie	(20 821)	(17 950)	(2 871)	+16,0	+4,2
Autres consommations externes	(4 134)	(4 340)	206	-4,7	-6,8
Charges de personnel	(6 020)	(5 787)	(233)	+4,0	+3,8
Impôts et taxes	(1 793)	(1 597)	(196)	+12,3	+12,3
Autres produits et charges opérationnels	2 719	2 842	(123)	-4,3	-4,0
<b>Excédent brut d'exploitation (EBE)</b>	<b>9 698</b>	<b>9 071</b>	<b>627</b>	<b>+6,9</b>	<b>+6,0</b>

#### 3.2.1. EVOLUTION ET ANALYSE DE L'EBE GROUPE

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 9 698 millions d'euros au premier semestre 2013, en hausse de 6,9% par rapport au premier semestre 2012 et en croissance organique de 6,0%. La variation intègre des effets de périmètre de +130 millions d'euros qui concernent principalement Edison.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 20 821 millions d'euros au premier semestre 2013, en augmentation de 2 871 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 (+16,0%) compte tenu de l'effet périmètre lié à Edison (+2 190 millions d'euros) et en croissance organique de 4,2%.

En **France**, la hausse organique est de 2,1%. Au **Royaume-Uni**, la hausse organique de 246 millions d'euros (+9,2%) s'explique essentiellement par la hausse du coût de l'énergie, des certificats d'énergie renouvelable et des tarifs de transport. En **Italie**, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 8,5% en organique en lien avec la hausse des volumes vendus.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 4 134 millions d'euros, en diminution de 206 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 (-4,7%). La variation organique est de -6,8%, essentiellement due à une diminution, constatée en **France**, qui fait suite notamment à une amélioration du schéma de gestion relatif aux tranches nucléaires ayant permis d'affiner le suivi des dépenses de maintenance courantes et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 6 020 millions d'euros, en augmentation de 233 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 (+4,0%). La variation organique est de +3,8%. Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel s'élèvent à 4 560 millions d'euros, en évolution organique de +4,9% par rapport au premier semestre 2012 compte tenu de l'augmentation des effectifs (principalement dans la production nucléaire et la distribution), ainsi que de l'effet des mesures salariales et de la hausse des charges de retraites (essentiellement effet de la baisse du taux d'actualisation intervenue au cours du second semestre 2012).

Les **impôts et taxes** s'établissent à 1 793 millions d'euros au premier semestre 2013, en augmentation de 196 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012, soit +12,3% (croissance identique en organique). Cette variation s'explique principalement par la hausse de divers impôts et taxes en France, notamment la Contribution économique territoriale.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 2 719 millions d'euros au premier semestre 2013, en baisse de 4,3% par rapport au premier semestre 2012 (-4,0% en variation organique). En **France**,

ils sont stables. Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 113 millions d'euros compte tenu principalement de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy. L'**Italie** enregistre une hausse organique des autres produits et charges opérationnels incluant notamment des produits correspondant aux quotes-parts relatives aux exercices antérieurs des renégociations des contrats d'approvisionnement à long terme de gaz. Sur le segment **Autres activités**, la diminution des autres produits et charges opérationnels s'explique par des produits liés à des opérations immobilières et à des renégociations de contrats d'assurance, enregistrés en 2012 et sans équivalents en 2013.

### 3.2.2. EVOLUTION ET ANALYSE DE L'EBE PAR SEGMENT

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>France</b>	<b>6 473</b>	<b>6 071</b>	<b>402</b>	<b>+6,6</b>	<b>+6,6</b>
Royaume-Uni	1 031	1 071	(40)	-3,7	-0,1
Italie	669	211	458	+217,1	+155,0
Autre International	510	553	(43)	-7,8	-6,9
Autres activités	1 015	1 165	(150)	-12,9	-12,4
<b>Total hors France</b>	<b>3 225</b>	<b>3 000</b>	<b>225</b>	<b>+7,5</b>	<b>+4,8</b>
<b>EBE Groupe</b>	<b>9 698</b>	<b>9 071</b>	<b>627</b>	<b>+6,9</b>	<b>+6,0</b>

#### 3.2.2.1. France

##### Evolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 6 473 millions d'euros, en augmentation organique de 6,6% par rapport au premier semestre 2012. Cette contribution représente 66,7% de l'EBE du Groupe au premier semestre 2013, contre 66,9% pour celle du premier semestre 2012.

##### Ventilation<sup>22</sup> de l'EBE du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>6 473</b>	<b>6 071</b>	<b>402</b>	<b>+6,6</b>
<b>Activités non régulées</b>	<b>4 284</b>	<b>3 973</b>	<b>311</b>	<b>+7,8</b>
<b>Activités réseaux</b>	<b>2 025</b>	<b>1 942</b>	<b>83</b>	<b>+4,3</b>
<b>Activités insulaires</b>	<b>164</b>	<b>156</b>	<b>8</b>	<b>+5,1</b>

<sup>22</sup> Ventilation explicitée dans la partie 3.1.2.1 de ce rapport.

L'EBE des activités **non régulées** est en croissance de +7,8%. Cette évolution intègre essentiellement l'amélioration de la production hydraulique (+255 millions d'euros) et un effet climat favorable (+216 millions d'euros), en partie compensés par l'effet du calendrier des arrêts programmés sur la production nucléaire pour -133 millions d'euros.

L'EBE des activités **réseaux** est en croissance de 4,3%, en raison de la hausse tarifaire de la part acheminement et d'un effet climat positif.

L'EBE des activités **insulaire**s progresse de 8 millions d'euros.

### 3.2.2.2. Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 031 millions d'euros au premier semestre 2013, en recul de 3,7% et en variation organique de -0,1% par rapport au premier semestre 2012.

L'EBE bénéficie de l'évolution favorable des prix de gros au premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012 et de la maîtrise des autres consommations externes et des charges de personnel, qui permettent de compenser la baisse de 1 TWh de la production nucléaire, qui passe de 29,8 TWh au premier semestre 2012 à 28,8 TWh au premier semestre 2013, notamment en raison du programme d'arrêts planifiés.

### 3.2.2.3. Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 669 millions d'euros, en hausse de 458 millions d'euros et en croissance organique de 327 millions d'euros.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 627 millions d'euros au premier semestre 2013 contre 160 millions d'euros au premier semestre 2012, en croissance organique de 336 millions d'euros.

L'EBE de l'activité électricité est en hausse grâce à une hydraulicité favorable et à l'utilisation du potentiel de flexibilité des centrales pour les activités de management de l'énergie.

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE progresse par rapport au premier semestre 2012, du fait de l'effet rétroactif des renégociations de contrats d'approvisionnement long terme qui ont abouti (voir ci-dessus le § traitant des Autres produits et charges opérationnels). Néanmoins, les marges des activités gaz sont fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finals résultant de la baisse de la demande conjuguée avec une disponibilité importante de gaz spot sur les hubs européens, entraînant une décorrélation entre les prix spot du gaz et le coût des contrats à long terme.

Edison poursuit ses renégociations avec les fournisseurs gaziers pour assurer une meilleure cohérence entre les coûts d'approvisionnement et les prix de vente.

### 3.2.2.4. Autre International

L'EBE du segment **Autre International** est en baisse de 43 millions d'euros, soit 7,8% et en diminution organique de 6,9%.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 63 millions d'euros. Les marges sont en effet affectées par la baisse des tarifs d'électricité et de gaz en réaction au positionnement agressif de la concurrence. L'EBE d'EDF Luminus subit également l'effet de la baisse de la production nucléaire, suite à l'arrêt des centrales de Doel 3 et Tihange 2 au second semestre 2012 qui s'est prolongé jusqu'aux 3 et 7 juin 2013 respectivement.

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 21 millions d'euros, liée principalement à une contraction des marges en raison de la baisse des prix sur les certificats verts (biomasse).

Aux **Etats-Unis**, l'EBE est en croissance organique (27 millions d'euros), essentiellement en raison de la hausse des volumes nucléaires produits par CENG compte tenu de prolongations d'arrêts au premier semestre 2012 sans équivalent au premier semestre 2013.

Le **Brésil** réalise une croissance organique de 9 millions d'euros de son EBE, n'ayant pas enregistré d'arrêt majeur de la centrale de Norte Fluminense au premier semestre 2013, contrairement au premier semestre 2012.

### 3.2.2.5. Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 015 millions d'euros, en diminution de 150 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012 et en évolution organique de -12,4%.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 345 millions d'euros au premier semestre 2013. La progression organique de 2,9% par rapport au premier semestre 2012 est tirée par le développement de l'activité Production, en raison de l'augmentation des capacités en exploitation et de conditions de vent favorables en Europe. Elle est partiellement compensée par la diminution de l'EBE de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

L'EBE d'**EDF Trading** progresse de 12 millions d'euros (3,8%) par rapport au premier semestre 2012, ce qui reflète l'évolution de la marge de trading commentée au paragraphe 3.1.2.5.

L'EBE de **Dalkia** est en croissance organique de 77 millions d'euros soit +78,6% au premier semestre 2013. En effet, le premier semestre 2012 avait été marqué par une dégradation des conditions de l'activité en Italie. La croissance de l'EBE est également portée par l'évolution favorable des activités sur la zone Europe Continentale.

La décroissance organique de l'EBE du segment **Autres activités** s'explique par les produits liés à des opérations immobilières et à des renégociations de contrats d'assurance, enregistrés en 2012 et sans équivalent en 2013.



### 3.3. RESULTAT D'EXPLOITATION

Un résultat d'exploitation en augmentation de 3,4%.

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>9 698</b>	<b>9 071</b>	<b>627</b>	<b>+6,9</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières, hors activités de trading	(1)	98	(99)	n.a.
Dotations aux amortissements	(3 583)	(3 283)	(300)	+9,1
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(126)	(94)	(32)	+34,0
(Pertes de valeur) / reprises	(178)	(294)	116	-39,5
Autres produits et charges d'exploitation	(22)	100	(122)	n.a.
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 788</b>	<b>5 598</b>	<b>190</b>	<b>+3,4</b>

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 5 788 millions d'euros au premier semestre 2013, en augmentation de 190 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012. Ceci s'explique principalement par la croissance de l'EBE et les moindres pertes de valeur enregistrées au premier semestre 2013 comparées au premier semestre 2012. Ces éléments sont partiellement compensés par la hausse des dotations aux amortissements, la baisse des autres produits et charges d'exploitation et les variations défavorables concernant les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières, hors activités de trading.

#### 3.3.1. VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE TRADING

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading passent de 98 millions d'euros au premier semestre 2012 à -1 million d'euros au premier semestre 2013. L'évolution négative est localisée principalement sur le segment **Royaume-Uni**.

#### 3.3.2. DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

Les dotations aux amortissements augmentent de 9,1% par rapport au premier semestre 2012.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 202 millions d'euros, notamment expliquée par les investissements de maintenance sur le parc de production et les actifs de distribution.

En **Italie**, l'augmentation des amortissements est due à un effet périmètre lié à l'acquisition d'Edison fin mai 2012.

Chez **EDF Energies Nouvelles**, les mises en service du parc de production conduisent à une hausse des charges d'amortissement de 34 millions d'euros.

### 3.3.3. DOTATIONS NETTES AUX PROVISIONS POUR RENOUELEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

L'augmentation de 32 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2013 par rapport au premier semestre 2012 est principalement attribuable à ERDF.

### 3.3.4. PERTES DE VALEUR / REPRISES

Au premier semestre 2013, les pertes de valeur s'élèvent à 178 millions d'euros et concernent notamment la **Belgique** pour 104 millions d'euros, sur une centrale de production thermique d'EDF Luminus, et **Dalkia** pour 49 millions d'euros en raison du ralentissement de l'activité chez Dalkia Investissement.

Au premier semestre 2012, elles concernaient principalement le segment **Autre International** avec une perte de valeur de 233 millions d'euros sur CENG, compte tenu de la dégradation des perspectives sur les prix à terme d'électricité aux Etats-Unis observée sur la période.

### 3.3.5. AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Au premier semestre 2013, les autres produits et charges d'exploitation ne sont pas significatifs.

Au premier semestre 2012, les autres produits et charges d'exploitation incluaient un produit de 177 millions d'euros concernant ERDF et résultaient principalement d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT<sup>23</sup> (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment), ainsi que les effets de la prise de contrôle d'Edison par le Groupe à hauteur de (51) millions d'euros.

## 3.4. RESULTAT FINANCIER

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 <sup>er</sup> semestre 2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 203)	(1 240)	37	-3,0
Effets de l'actualisation	(1 482)	(1 550)	68	-4,4
Autres produits et charges financiers	1 018	993	25	+2,5
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 667)</b>	<b>(1 797)</b>	<b>130</b>	<b>-7,2</b>

Le résultat financier correspond à une charge de 1 667 millions d'euros au premier semestre 2013, en diminution de 130 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012. Ceci s'explique par :

- une diminution des charges d'intérêt (-3,0%), en raison d'une stabilité de la dette brute long terme liée à l'émission d'un emprunt perpétuel et d'une baisse du coupon moyen liée à l'évolution des taux sur la période
- une diminution des charges d'actualisation de 68 millions d'euros provenant essentiellement de la France et liée à la baisse des taux d'actualisation
- une augmentation de 25 millions d'euros des autres produits et charges financiers.

<sup>23</sup> HTA-BT : haute tension A – basse tension.

### 3.5. IMPOTS SUR LES RESULTATS

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 531 millions d'euros au premier semestre 2013, correspondant à un taux effectif d'impôt de 37,2% (charge de 1 235 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 32,5% au premier semestre 2012).

Il résulte de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2013 au résultat avant impôt au 30 juin 2013. La hausse du taux effectif d'impôt entre le premier semestre 2012 et le premier semestre 2013 s'explique principalement par l'impact des nouvelles lois de finances en France et par un effet positif lié à la baisse d'un point du taux d'imposition au Royaume-Uni sur le premier semestre 2012, sans équivalent au premier semestre 2013.

### 3.6. QUOTE-PART DE RESULTAT NET DES ENTREPRISES ASSOCIEES

Le Groupe enregistre un produit de 379 millions d'euros au premier semestre 2013, en croissance de 36 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012, principalement en raison de la hausse du résultat de RTE.

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

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle<sup>24</sup> s'élève à 92 millions d'euros au premier semestre 2013, en baisse de 38 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012. Cette variation s'explique essentiellement par l'évolution défavorable du résultat d'EDF Luminus.

### 3.8. RESULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 877 millions d'euros au premier semestre 2013, en hausse de 3,5% par rapport au premier semestre 2012.

### 3.9. RESULTAT NET COURANT

Le résultat net courant<sup>25</sup> s'établit à 3 068 millions d'euros au premier semestre 2013, en progression de 112 millions d'euros soit 3,8% par rapport au premier semestre 2012.

<sup>24</sup> Anciennement libellé Intérêts minoritaires.

<sup>25</sup> Résultat net hors éléments non récurrents et hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts.

Eléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts au premier semestre 2013 (-191 M€) :

- -188 millions d'euros pour divers risques et dépréciations.
- -3 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nettes d'impôt.

Eléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts au premier semestre 2012 (-177 M€) :

- +113 millions d'euros de reprise de provision pour renouvellement liée au changement d'estimation de la durée de vie de certains actifs.
- -51 millions d'euros d'effet de la prise de contrôle de TdE/Edison.
- -304 millions d'euros pour divers risques et dépréciations (principalement aux Etats-Unis chez CENG).
- +65 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nettes d'impôt.

## 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 les prêts du Groupe à RTE depuis 2010 et aux sociétés en contrôle conjoint depuis 2012.

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

En millions d'euros	1er semestre 2013	1er semestre 2012 <sup>(4)</sup>	Variation en valeur	Variation en %
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>9 698</b>	<b>9 071</b>	<b>627</b>	<b>+6,9</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(48)	(779)	731	
Frais financiers nets décaissés	(1 011)	(814)	(197)	
Impôt sur le résultat payé	(977)	(892)	(85)	
Autres éléments	248	-	248	
<b>Cash flow opérationnel <sup>(1)</sup></b>	<b>7 910</b>	<b>6 586</b>	<b>1 324</b>	<b>+20,1</b>
Variation du besoin en fonds de roulement net	(2 800)	(2 458)	(342)	
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(6 547)	(5 884)	(663)	
<b>Free cash flow</b>	<b>(1 437)</b>	<b>(1 756)</b>	<b>319</b>	
Dotation actifs dédiés France	(20)	(366)	346	
Investissements financiers nets	2 361	(583)	2 944	
Dividendes versés	(187)	(1 187)	1 000	
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	6 125	-	6 125	
Autres variations <sup>(2)</sup>	334	164	170	
<b>(Augmentation)/ diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change</b>	<b>7 176</b>	<b>(3 728)</b>	<b>10 904</b>	
Effet de la variation du périmètre	148	(2 292)	2 440	
Effet de la variation de change	387	(452)	839	
Autres variations non monétaires <sup>(3)</sup>	135	41	94	
<b>(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net</b>	<b>7 846</b>	<b>(6 431)</b>	<b>14 277</b>	
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>41 575</b>	<b>33 285</b>		
<b>Endettement financier net clôture</b>	<b>33 729</b>	<b>39 716</b>		

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> Principalement augmentations de capital souscrites par des minoritaires, variation des intérêts courus sur la dette, participations reçues sur biens en concession et subventions d'investissements.

<sup>(3)</sup> Correspondent principalement aux variations de juste valeur et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.

<sup>(4)</sup> Données 2012 retraitées pour intégrer le changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel (IAS 19 révisée) ; les lignes « EBE » et « Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE » sont retraitées d'un montant de -4 millions d'euros et +4 millions d'euros respectivement.

## 4.1. CASH FLOW OPERATIONNEL

Le cash flow opérationnel s'établit à 7 910 millions d'euros sur le premier semestre 2013 contre 6 586 millions d'euros sur le premier semestre 2012, soit une augmentation de 1 324 millions d'euros (+20,1%).

Cette variation s'explique principalement par la hausse de l'EBE hors éléments non monétaires (+1 358 millions d'euros) et la hausse des Autres éléments (+248 millions d'euros) liée essentiellement au dividende reçu de RTE.

Ces effets positifs sont en partie compensés par l'augmentation des frais financiers nets (-197 millions d'euros) et par l'augmentation de l'impôt payé sur le résultat (-85 millions d'euros) principalement en raison des écarts en France sur les paiements des soldes d'impôt relatifs aux exercices précédents et des acomptes d'impôt relatifs à l'exercice en cours.

## 4.2. VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) a connu une variation de 2 800 millions d'euros sur le premier semestre 2013, proche de celle constatée sur la même période en 2012. Hors activité d'optimisation-trading, cette variation est de 2 294 millions d'euros et s'explique par :

- une baisse des dettes fournisseurs pour 1 458 millions d'euros. Cette baisse est essentiellement localisée en France, où elle est largement due à la saisonnalité, notamment celle constatée sur les volumes d'achats dans le domaine de la production et sur les obligations d'achats.
- une augmentation des créances clients pour 165 millions d'euros, notamment en France compte tenu du climat froid constaté sur le premier semestre.
- une variation de -663 millions d'euros des autres créances et dettes incluses dans le BFR, due en particulier à des paiements liés à l'externalisation des actifs de couverture des engagements de retraites en France.

Le BFR d'optimisation-trading évolue de -506 millions d'euros en raison notamment d'une hausse de l'activité sur le charbon.

## 4.3. INVESTISSEMENTS OPERATIONNELS BRUTS <sup>26</sup>

Les investissements opérationnels bruts s'élèvent à 6 619 millions d'euros à fin juin 2013, en augmentation de 386 millions d'euros, soit +6,2% par rapport à juin 2012.

En millions d'euros	1er semestre 2013	1er semestre 2012	Variation en valeur	Variation en %
Activités réseaux	1 596	1 491	105	+7,0
Activités non régulées	2 696	2 098	598	+28,5
Activités insulaires	204	317	-113	-35,6
<b>France</b>	<b>4 496</b>	<b>3 906</b>	<b>590</b>	<b>+15,1</b>
Royaume-Uni	660	758	-98	-12,9
Italie	154	176	-22	-12,5
Autre International	223	254	-31	-12,2
<b>International</b>	<b>1 037</b>	<b>1 188</b>	<b>-151</b>	<b>-12,7</b>
<b>Autres activités</b>	<b>1 086</b>	<b>1 139</b>	<b>-53</b>	<b>-4,7</b>
<b>Investissements opérationnels</b>	<b>6 619</b>	<b>6 233</b>	<b>386</b>	<b>+6,2</b>

<sup>26</sup> Investissements opérationnels avant cessions d'immobilisations.

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

L'augmentation en **France** est de 590 millions d'euros, soit +15,1%.

Sur les activités réseaux, la hausse de 105 millions d'euros s'explique essentiellement par les investissements de raccordements et la modernisation du réseau.

Concernant les activités non régulées, l'augmentation de 598 millions d'euros se concentre sur la maintenance nucléaire (460 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine et d'amélioration des performances des tranches nucléaires. Par ailleurs, le renforcement du schéma de gestion a permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés.

Cette hausse traduit également l'avancement du chantier de Flamanville 3.

S'agissant des activités insulaires, la diminution de 113 millions d'euros des investissements opérationnels réalisés sur le premier semestre 2013 par rapport à 2012 s'explique principalement par le cadencement différent entre les deux années des projets à Bellefontaine en Martinique et à Port Est sur l'île de La Réunion.

A l'**International**, la baisse des investissements opérationnels est de 151 millions d'euros (-12,7%) et s'explique principalement par la diminution des investissements liés aux énergies renouvelables au Royaume-Uni.

Sur la zone **Autre International**, les investissements opérationnels diminuent de 31 millions d'euros, soit -12,2%. La baisse se concentre principalement aux Etats-Unis (-18 millions d'euros) et en Europe continentale (-13 millions d'euros).

Les investissements opérationnels des **Autres activités** sont en baisse de 53 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par une diminution des investissements d'EDF Energies Nouvelles (-115 millions d'euros) et dans une moindre mesure de Dalkia (-42 millions d'euros), partiellement compensée par l'avancement de la construction du terminal méthanier à Dunkerque (104 millions d'euros).

#### 4.4. FREE CASH FLOW

Le free cash flow du Groupe au 30 juin 2013 est de -1 437 millions d'euros (contre -1 756 millions d'euros en 2012) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 7 910 millions d'euros (cf. § 4.1)
- une consommation de BFR sur le premier semestre 2013 de 2 800 millions d'euros (cf. § 4.2)
- des investissements opérationnels bruts de 6 619 millions d'euros (cf. § 4.3).

#### 4.5. DOTATION AUX 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 des engagements nucléaires de long terme (20 666 millions d'euros).

L'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 a permis la couverture de 100% des passifs nucléaires d'EDF éligibles aux actifs dédiés. En conséquence, les dotations ont été interrompues depuis février 2013 et s'élèvent pour les six premiers mois de l'année 2013 à 20 millions d'euros, en diminution de 346 millions d'euros par rapport au premier semestre 2012.

#### 4.6. INVESTISSEMENTS FINANCIERS NETS

Sur le premier semestre 2013, les Investissements financiers nets correspondent à un encaissement de 2 361 millions d'euros provenant principalement des opérations suivantes :

- le retrait d'actifs dédiés pour 2 407 millions d'euros. L'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés (cf. § 4.5) a permis ce retrait tout en assurant une couverture de 100% des passifs nucléaires éligibles.
- l'encaissement en mars 2013 de 196 millions d'euros suite à la cession de la centrale de Sutton Bridge au Royaume-Uni ;
- les investissements de croissance externe (-216 millions d'euros), dont notamment l'augmentation de la participation d'Estag (+34,57%) dans la société SSG, le projet Taishan et divers investissements financiers chez EDF Energies Nouvelles.

#### 4.7. DIVIDENDES

Les dividendes versés en numéraire (187 millions d'euros) correspondent aux dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires, principalement Centrica au Royaume-Uni (127 millions d'euros).

La diminution des dividendes versés par rapport au premier semestre 2012 (-1 000 millions d'euros) s'explique par le paiement le 8 juillet 2013 du solde du dividende 2012, le solde du dividende 2011 ayant été payé en juin 2012. Ce décalage de paiement sur le second semestre s'explique par la possibilité pour chaque actionnaire d'opter pour le paiement en actions du dividende à hauteur de 0,10 euro par action pendant le délai d'option (du 6 juin au 26 juin inclus).

#### 4.8. EMPRUNT PERPETUEL

En janvier 2013, le Groupe a émis un emprunt perpétuel pour un montant équivalent de 6 125 millions d'euros (net des coûts de transaction) réparti en plusieurs tranches libellées en plusieurs devises :

- 3 000 millions de dollars américains à 5,25% avec option de remboursement à 10 ans
- 1 250 millions de livres sterling à 6% avec option de remboursement à 13 ans
- 1 250 millions d'euros à 4,25% avec option de remboursement à 7 ans
- 1 250 millions d'euros à 5,375% avec option de remboursement à 12 ans.

Le détail de cet emprunt figure au § 5.1.1.2. ci-après.

#### 4.9. EFFETS PERIMETRE ET CHANGE

L'effet périmètre correspond essentiellement aux acquisitions et cessions réalisées par EDF Energies Nouvelles sur le premier semestre 2013 (146 millions d'euros).

L'effet change (forte dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro alors que le dollar américain s'apprécie légèrement<sup>27</sup>) a un impact favorable de +387 millions d'euros sur la variation de l'endettement financier net du Groupe au cours du premier semestre 2013.

<sup>27</sup> Dépréciation de 5,0% de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2012 1,2253 €/£ ; 30 juin 2013 1,1666 €/£.  
Appréciation de 0,9% du dollar américain par rapport à l'euro : 31 décembre 2012 0,7579 €/€\$ ; 30 juin 2013 0,7645 €/€\$.

#### 4.10. ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 33 729 millions d'euros au 30 juin 2013. Il était de 41 575 millions d'euros au 31 décembre 2012. Il diminue donc de 7 846 millions d'euros sur le premier semestre 2013 malgré un free cash flow négatif (1 437 millions d'euros, cf § 4.4). Cette diminution s'explique principalement par l'émission d'un emprunt perpétuel en janvier 2013 (6 125 millions d'euros) et le retrait d'actifs dédiés en mars 2013 (2 407 millions d'euros) suite à l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés.

#### 4.11. RATIOS FINANCIERS

	30 juin 2013	31 décembre 2012 proforma <sup>(1)</sup>	31 décembre 2012 retraité
Endettement financier net / EBE	2,0	2,4 <sup>(2)</sup>	2,6 <sup>(2)</sup>
Endettement financier net / (Endettement financier net + capitaux propres) <sup>(3)</sup>	47%	56%	57%

<sup>(1)</sup> Les ratios 2012 proforma sont retraités de l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 et du retrait de 2,4 milliards d'euros d'actifs permettant 100% de couverture des passifs nucléaires d'EDF éligibles aux actifs dédiés.

<sup>(2)</sup> Les ratios 2012 EFN/EBE comprennent au dénominateur le retraitement de l'EBE d'Edison à 100% et le retraitement lié à l'application de la norme IAS19 révisée.

<sup>(3)</sup> Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle et retraités suite à l'application de la norme IAS19 révisée.



## 5. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES

La politique et les principes de gestion et de contrôle des risques marchés du Groupe sont énoncés en Section 9.5 du document de référence 2012 et n'ont pas connu de changement significatif au cours du premier semestre 2013.

Les informations ci-dessous présentent les variations significatives intervenues au cours du premier semestre 2013 sur les données financières relatives à la gestion et au contrôle des risques marchés.

### 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 2013, les liquidités du Groupe s'élèvent à 18 194 millions d'euros contre 16 163 millions d'euros au 31 décembre 2012 et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 9 070 millions d'euros contre 8 598 millions d'euros au 31 décembre 2012.

##### 5.1.1.2. Gestion du risque de liquidité

Au cours du premier semestre 2013, EDF SA a procédé à de nouvelles émissions obligataires :

- 120 millions d'euros avec un coupon annuel de 3,450% et de maturité 20 ans (en date du 25 janvier 2013)
- 100 millions d'euros avec un coupon annuel de 3,286% et de maturité 20 ans (en date du 31 mai 2013)
- 100 millions d'euros avec un coupon annuel de 2,991% et de maturité 20 ans (en date du 19 juin 2013)

Sont arrivées à échéance au cours du premier semestre 2013 deux lignes d'émissions : la première d'un montant de 300 millions de francs suisses le 31 janvier 2013, la seconde d'un montant de 1 395 millions d'euros le 23 janvier 2013.

Par ailleurs EDF a procédé à des émissions de titres obligataires hybrides (dette perpétuelle) en trois devises pour un montant équivalent de 6 125 millions d'euros (net des coûts de transaction). Les tranches euros et sterling ont été négociées le 22 janvier 2013. La tranche dollar a été négociée le 23 janvier 2013. Ces titres sont de maturité perpétuelle mais comportent une option de remboursement au pair à la main de l'émetteur fixée aux dates de paiement du coupon au-delà d'une certaine durée contractuelle. Les tranches se décomposent comme suit :

- 1 250 millions de livres sterling avec un coupon semi-annuel de 6% avec option de remboursement à 13 ans et à chaque date d'intérêt ensuite,
- 3 000 millions de dollars avec un coupon semi-annuel de 5,250% avec option de remboursement à 10 ans et à chaque date d'intérêt ensuite,
- 1 250 millions d'euros avec un coupon annuel de 4,250% avec option de remboursement à 7 ans et à chaque date d'intérêt ensuite,
- 1 250 millions d'euros avec un coupon annuel de 5,375% avec option de remboursement à 12 ans et à chaque date d'intérêt ensuite.

La maturité moyenne de la dette du Groupe s'établit à 9 ans au 30 juin 2013 contre 8,5 ans au 31 décembre 2012 ; celle d'EDF SA à 10 ans contre 9,6 ans au 31 décembre 2012.

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 2013.

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.

Edison est en cours d'intégration et les lignes de financement externe au fur et à mesure de leurs échéances sont progressivement remplacées par des financements Groupe.

A échéance de leur crédit syndiqué en avril 2013, Edison a remboursé d'une part, le tirage de 1,15 milliard d'euros effectué à fin décembre 2012 et d'autre part, le tirage de 350 millions d'euros effectué au cours du premier trimestre 2013.

Ce crédit a été refinancé par la mise en place de deux lignes de crédit bilatéral avec le groupe EDF :

- un prêt accordé par EDF IG d'un montant de 800 millions d'euros et de maturité 7 ans,
- une ligne de crédit revolving avec EDF SA d'un montant de 600 millions d'euros et de maturité 2 ans, utilisée à hauteur de 400 millions d'euros au 30 juin 2013.

### 5.1.2. NOTATION FINANCIERE

Au 30 juin 2013, 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 Moody's Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable Aa3 assortie d'une perspective négative A+ assortie d'une perspective négative <sup>(1)</sup>	A-1 P-1 F1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's Moody's	A assortie d'une perspective négative n.a. <sup>(2)</sup>	A-1 n.a.
Edison	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	BBB sous surveillance positive Baa3 assortie d'une perspective négative n.a. <sup>(3)</sup>	A-2 n.a. n.a.

n.a. : non applicable.

<sup>(1)</sup> Placement en perspective négative d'EDF par l'agence Fitch Ratings le 01/07/2013 (l'évolution des tarifs de l'électricité étant jugée insuffisante pour maintenir un niveau d'endettement conforme à une notation A+).

<sup>(2)</sup> Arrêt du suivi de notation par l'agence Moody's pour EDF Energy le 17/04/2013.

<sup>(3)</sup> Arrêt du suivi de notation par l'agence Fitch Ratings pour Edison le 20/02/2013.

### 5.1.3. GESTION DU RISQUE DE CHANGE

La dette brute du Groupe au 30 juin 2013 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 61% en euros, 23% en livres sterling, 10% en dollars américains. Le solde, s'élevant à 6%, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais.

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

30 juin 2013 (En millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	33 153	39	33 192	61%
USD	9 638	-4 304	5 334	10%
GBP	7 374	4 898	12 272	23%
Autres devises	3 820	-633	3 187	6%
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>53 985</b>	<b>0</b>	<b>53 985</b>	<b>100%</b>

<sup>(1)</sup> Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2013.

### Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

30 juin 2013 (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	33 192	-	33 192
USD	5 334	533	5 867
GBP	12 272	1 227	13 499
Autres devises	3 187	319	3 506
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>53 985</b>	<b>2 079</b>	<b>56 064</b>

Le tableau ci-dessous présente la position de change au 30 juin 2013 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 2013 <sup>(1)</sup>	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2012
USD	178	430
CHF (Suisse)	159	473
HUF (Hongrie)	38 027	34 758
PLN (Pologne)	1 192	869
GBP (Royaume-Uni)	4 787	3 189
BRL (Brésil)	772	626
CNY (Chine)	5 954	5 870

<sup>(1)</sup>Les positions des actifs nets sont celles obtenues à fin mars 2013

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 31 mars 2013, 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 2013.

#### 5.1.4. GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTERET

Au 30 juin 2013, la dette du Groupe après prise en compte des instruments de couverture se répartit en 79% à taux fixe et 21% à taux variable à des niveaux stables depuis le 31 décembre 2012.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1% entraînerait une augmentation des charges financières, au 30 juin 2013, d'environ 113 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) s'établit à 3,9% au 30 juin 2013 contre 3,7% au 31 décembre 2012.

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 2013.

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

30 juin 2013 (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	48 124	-5 476	42 648	-
A taux variable	5 861	5 476	11 337	113
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>53 985</b>	<b>0</b>	<b>53 985</b>	<b>113</b>

### 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 30,2% en actions à fin juin 2013, soit un montant actions de 2,5 milliards d'euros.

Au 30 juin 2013, 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 38,6% en actions, ce qui représente un montant actions de 336 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2013, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 31,7% en actions, soit un montant de 1 323 millions de livres sterling.

#### Fonds CENG

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

#### Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Au cours du premier semestre 2013, les placements corrélés actions au sein de la gestion trésorerie long terme s'élevaient à 2,8 millions d'euros et restent en cours de liquidation.

#### Titres de participation directe

Au 30 juin 2013, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 193 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,05% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 30 juin 2013, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 102 millions d'euros. La volatilité est estimée à 39,55% (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 2013<sup>28</sup>, la valeur globale du portefeuille s'élève à 20 666 millions d'euros contre 17 642 millions d'euros au 31 décembre 2012 (retraité de l'effet sur la valorisation des titres RTE de l'application rétrospective d'IAS 19 révisée). Sa composition est la suivante :

	Au 30 juin 2013	Au 31 décembre 2012
S/portefeuille actions	33,8 %	41,6 %
S/portefeuille obligataire	27,3 %	39,4 %
Actifs sans risque	26,9 %	5,4 %
Actions RTE	12,0 %	13,6 %
<b>TOTAL</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Le tableau ci-après présente la performance par sous-portefeuille au 30 juin 2013 et 31 décembre 2012 :

<i>(En millions d'euros)</i>	30/06/2013 Valeur boursière ou de réalisation	Performance au 30/06/2013		31/12/2012 Valeur boursière ou de réalisation	Performance annuelle au 31/12/2012	
		Portefeuille	Indice de référence <sup>29</sup>		Portefeuille	Indice de référence <sup>30</sup>
S/portefeuille Actions	6 984	+8,2%	+8,2%	7 343	+13,8%	+14,4%
S/portefeuille Taux	5 638	-1,1%	+0,1%	6 937	+10,3%	+10,6%
<b>Total Portefeuille Actions et Obligations</b>	<b>12 622</b>	<b>+3,7%</b>	<b>+4,0%</b>	<b>14 280</b>	<b>+12,0%</b>	<b>+12,6%</b>
S/portefeuille Trésorerie <sup>(1)</sup>				953	+1,1%	+0,2%
<b>Total Portefeuille financier</b>	<b>12 622</b>	<b>+3,7%</b>	<b>+4,0%</b>	<b>15 233</b>	<b>+11,1%</b>	<b>+12,6%</b>
Actifs sans risque	5 571	+0,7%	- %			
Actions RTE	2 473	+7,0%		2 409 <sup>31</sup>		
<b>TOTAL des Actifs Dédiés après couverture</b>	<b>20 666</b>	<b>+4,1%</b>		<b>17 642</b>	<b>+10,4%</b>	

<sup>(1)</sup> Les actifs du sous-portefeuille Trésorerie ont été transférés dans les « Actifs sans Risque »

Le premier semestre 2013 a été marqué par deux phases. Dans une première phase, dans la continuité de l'année 2012, qui a marqué un retour de la confiance des marchés dans l'euro et une croissance américaine stable, les marchés boursiers ont monté sur toutes les zones. En particulier, le Japon a été tiré par la mise en place de nouvelles politiques économique, budgétaire et monétaire, et les Etats-Unis par l'amélioration de leur situation économique, alors que les marchés émergents étaient à la traîne avec une croissance chinoise décevante. Les marchés obligataires

<sup>28</sup> Il s'agit en réalité de cotations au 28 juin 2013 car le 30 juin 2013 était un dimanche.

<sup>29</sup> Indice de référence en 2013 : MSCI World AC DN couvert en euro à 50% hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille global 49% indice actions et 51% indice taux.

<sup>30</sup> Indice de référence en 2012 : MSCI World DN couvert en euro à 50% pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille global 50% indice actions et 50% indice taux.

<sup>31</sup> Pro-forma après changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel.

étaient marqués par une course au rendement caractérisée par une baisse des spreads généralisée. L'annonce par la Fed en deux temps, à partir de mi-avril, d'une possible inflexion de sa politique vers moins d'assouplissement quantitatif a conduit le marché à une brutale rotation. Les marchés actions ont alors baissé, menés par les marchés émergents, alors que les spreads remontaient un peu sur le marché obligataire.

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier termine positivement le semestre à +3,7%. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de +4,0%. L'écart s'explique par le maintien d'une prudence de gestion avec une diversification des actifs supérieure à celle de l'indice et une moindre volatilité, et dans la poche obligataire le choix de conserver une exposition réduite sur les périphériques de la zone euro, notamment sur l'Espagne.

Par ailleurs, dans le cadre de la révision régulière de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs réels engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé une nouvelle allocation stratégique qui est entrée en vigueur début 2013, avec une période de transition de deux ans pour la mettre en œuvre. Elle se compose d'actifs réels (18% d'actifs d'infrastructures incluant les titres RTE affectés, 4% d'actifs immobiliers, 2% d'actifs non cotés) en complément du portefeuille financier (37% d'actions internationales et 39% d'obligations). L'indice du sous-portefeuille actions est dorénavant le MSCI World AC DN couvert en euro à 50% hors devises pays émergents.

En application du décret du 23 février 2007, l'État a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme. Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, pour un montant de 4 879 millions d'euros. Cette affectation est concomitante avec une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions) pour un montant de 2 379 millions d'euros pro-forma fin 2012, résultant en une dotation nette aux actifs dédiés de 2 500 millions d'euros pro-forma fin 2012, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100% des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

En réalisé, la dotation totale au titre du premier semestre 2013 s'élève à 2 502 millions d'euros, résultant de l'affectation de la créance CSPE (4 889 millions d'euros au 13 février 2013 en incluant le coupon couru) nette des retraits (2 407 millions d'euros en réalisé) et de 20 millions d'euros de dotation de trésorerie.

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » s'élève à 6 984 millions d'euros à fin juin 2013. La volatilité du sous-portefeuille « actions » des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établit à fin juin 2013 à 10,1% sur la base de 52 performances hebdomadaires. 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 705 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin juin 2013, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (5 638 millions d'euros) s'établit à 5,2, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 293 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 5,06 à fin décembre 2012.

### 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 décrit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. La politique prévoit, notamment, la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions sur les activités de marchés financiers et énergies et l'élaboration d'une consolidation semestrielle globale sur l'ensemble des activités. La politique prévoit également un

suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties).

Ces procédures de suivi ont montré leur robustesse depuis le début de la crise financière au cours de laquelle le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie. De plus, depuis fin 2012, un outil de consolidation permet de fiabiliser le processus et de le rendre plus réactif.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin mars 2013. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 85% de classe *investment grade*. Cette valeur est en légère hausse par rapport à celle issue de la consolidation à fin septembre 2012.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2013	8%	21%	40%	16%	3%	0%	1%	11%	100%
au 30/09/2012	7%	23%	39%	14%	2%	1%	1%	13%	100%

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 31/03/2013	2%	37%	6%	44%	11%	100%
au 30/09/2012	4%	38%	7%	39%	12%	100%

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées à EDF Trading. La gestion du risque de contrepartie pour cette filiale prévoit la mise en place de limites explicites par contrepartie, 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 tout particulièrement les contreparties qui traitent avec la salle des marchés financiers d'EDF, un cadre de travail élaboré par La Direction Contrôle des Risques Groupe spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées (limites qui doivent correspondre à des besoins). 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 le contexte de la crise financière en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie (EDF SA et *cash pooling*) vis-à-vis des pays périphériques. Les achats de dette souveraine sont limités à l'Italie et à l'Irlande (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre, Espagne,...) pour des échéances de moins d'un an. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* et considérées comme systémiques par le Conseil de stabilité financière (donc présentant un risque de défaut faible) sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

## 5.2. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES ENERGIES

Cette section présente les principales évolutions constatées quant aux risques marchés énergies du Groupe depuis le 31 décembre 2012.

Les principes de gestion des risques marchés énergies sont exposés à la section 9.5.2 du document de référence 2012 ; ils n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2012.

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, conforme aux pratiques en vigueur dans les sociétés de trading.

Les principes de gestion des risques marchés énergies du Groupe évoqués ci-dessus sont partiellement appliqués pour CENG (sur la part de l'énergie revenant à EDF). Pour Edison, le déploiement de ces principes a débuté en 2012 avec la consolidation des positions d'Edison dans le profil des risques du Groupe. Il se poursuit dans le cadre du projet d'intégration d'Edison au groupe EDF.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs des indicateurs de risques qui encadrent l'engagement d'EDF Trading sur les marchés sur le premier semestre 2013 et le second semestre 2012 :

Les *stop-loss* n'ont pas été activés au cours du premier semestre 2013.

(En millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2013	2 <sup>ème</sup> semestre 2012
Limite <sup>32</sup> VaR (97,5 % un jour)	45	45
Limite <i>stop-loss</i>	225	225
VaR minimum	3,8	2,6
VaR moyenne	5,5	7,1
VaR maximum	8,7	11,4

<sup>32</sup> La limite de VaR prend en compte la diversification des risques entre les activités d'EDF Trading et celles d'EDF Trading North America. Elle ne considère aucune diversification liée à la Joint Venture Chubu dont la limite de VaR de 2 millions d'euros est additionnée à la limite de VaR d'EDF Trading de 43 millions d'euros.



## 6. OPERATIONS AVEC LES PARTIES LIEES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 26 des annexes aux comptes consolidés résumés du premier semestre 2013.

## 7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2013

Le groupe EDF présente les principaux risques et incertitudes auxquels il s'estime confronté dans la section 4.1 du document de référence 2012.

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 2012.

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 2013, 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 2012. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2012.

### 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. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a confirmé l'arrêt du Tribunal du 15 décembre 2009. La Commission a adopté, le 2 mai 2013, une décision de réouverture de la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre la Commission et l'Etat français.

#### Solaire Direct

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Solaire Direct soutient que le groupe EDF aurait exploité abusivement sa position dominante sur les différents marchés de l'électricité pour pénétrer, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties («EDF ENR»), le marché émergent de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque répartie et freiner ainsi l'entrée de nouveaux entrants sur ce marché.

Le Conseil de la concurrence s'est réuni le 26 novembre 2008 pour examiner la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires. EDF a proposé des engagements afin de répondre aux préoccupations de

concurrence énoncées par le Conseil de la concurrence. Ces engagements ont été mis en ligne sur le site internet du Conseil, dans le cadre d'une procédure de *market test*, afin que les entreprises intéressées puissent faire connaître leur avis.

Début 2009, l'Autorité de la concurrence a décidé d'écarter la proposition d'engagements et de prononcer des mesures conservatoires relatives aux modalités de commercialisation des offres globales photovoltaïques par EDF ENR et de procéder à l'instruction au fond de la saisine de Solaire Direct, ce qui ne préjuge en rien le résultat de la procédure. À ce stade de l'instruction, l'Autorité estimait que les moyens de communication utilisés par EDF entretenaient une confusion entre, d'une part, le rôle d'EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et, d'autre part, l'activité concurrentielle de sa filiale. Dans une décision du 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence a ainsi enjoint à EDF (i) de supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel® d'EDF toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque, (ii) de faire cesser, par les agents répondant au 39 29 (numéro dédié réservé aux particuliers et aux clients d'EDF), toute référence aux services offerts par EDF ENR, (iii) de mettre fin à toute communication à EDF ENR d'informations recueillies par le 39 29, cette injonction visant non seulement la prise de rendez-vous, mais aussi la transmission de renseignements sur les personnes intéressées par la production d'énergie photovoltaïque, et enfin (iv) de ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. EDF s'est conformé à ces injonctions dans les délais fixés par l'Autorité de la concurrence.

À l'issue d'une instruction au fond, l'Autorité de la concurrence s'est réunie en séance le 11 juin 2013. Sa décision devrait être rendue à l'automne. Si l'Autorité de la concurrence devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre par EDF, 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 taxes de l'entreprise.

## Fessenheim

Une association et des particuliers ont déposé le 25 juillet 2008 un recours gracieux demandant aux ministres chargés de la sûreté nucléaire (ministres chargés de l'énergie et de l'écologie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction de la centrale nucléaire de Fessenheim. Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'ASN, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Après rejet par les ministres de la demande gracieuse, les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008, rejeté par jugement du 9 mars 2011. Les requérants ont interjeté appel le 4 mai 2011, appel rejeté par un arrêt de la Cour administrative d'appel de Nancy du 16 mai 2013.

Les mêmes requérants ont déposé un recours gracieux le 18 avril 2011 demandant aux ministres chargés de la sûreté nucléaire et à l'ASN de suspendre le fonctionnement de la centrale de Fessenheim. Les requérants fondent leur recours sur les articles 34 et 35 du décret du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, qui permet aux ministres ou à l'ASN de suspendre une installation nucléaire de base en cas de risques graves. Après les refus des ministres et de l'ASN de faire droit à leur demande, les requérants ont respectivement saisi le Tribunal administratif de Strasbourg (pour les décisions implicites de rejet des ministres) et le Conseil d'État (pour la décision implicite de rejet de l'ASN).

Par une ordonnance du 9 mars 2012, le Président du Tribunal administratif de Strasbourg a renvoyé devant le Conseil d'État les requêtes portant sur les décisions implicites de rejet des ministres. Par décision en date du 28 juin 2013, le Conseil d'État a rejeté les requêtes estimant que l'existence de risques graves et imminents pour la protection de la sécurité, de la santé et de la salubrité publiques, de la nature et l'environnement justifiant la suspension de la centrale n'était pas démontrée.

Enfin, par requête en référé du 23 mars 2013, plusieurs associations dont le Réseau Sortir Du Nucléaire demandent la suspension des travaux liés au réexamen de sûreté et notamment le renforcement du radier, demande rejetée par une ordonnance du Conseil d'État du 10 avril 2013.

## Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA)

Un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas, située dans le département de l'Ain, une installation nucléaire de base dénommée «Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés». Deux requêtes ont été déposées en juin 2010 devant le Conseil d'État, l'une par la société Roozen, qui exploite une installation horticole à proximité du site, et l'autre par un collectif d'associations de protection de l'environnement, visant à obtenir l'annulation de ce décret, requêtes toutes deux rejetées par le Conseil d'Etat par un arrêt du 1er mars 2013.

Une troisième requête, dont l'instruction est toujours en cours, a été déposée en avril 2012 par la ville de Genève devant le Conseil d'État visant également à demander l'annulation du décret.

Par ailleurs, la société Roozen avait déposé une requête le 21 avril 2010 demandant l'annulation du permis de construire. Par jugement en date du 13 décembre 2011, le Tribunal administratif de Lyon a prononcé l'annulation du permis de construire pour violation du plan local d'urbanisme de la commune (PLU). EDF a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel de Lyon. Après confirmation de cette décision par la Cour administrative d'appel de Lyon le 19 juin 2012, EDF a déposé, en août 2012, un recours en cassation devant le Conseil d'Etat.

Par ailleurs, en concertation avec les parties prenantes, la commune de Saint-Vulbas a procédé à une révision du PLU et EDF a déposé une nouvelle demande de permis de construire, dont l'instruction est en cours.

La société Roozen a demandé en référé la suspension du PLU. Le juge des référés du Tribunal administratif de Lyon a, par ordonnance du 14 janvier 2013, rejeté cette demande pour défaut d'urgence.

## Association Vent de colère – Recours contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs de rachat de l'éolien

A 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'Etat 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'Etat ou au moyen de ressources d'Etat au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'Etat.

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'Etat ou au moyen de ressources d'Etat. La Cour devrait rendre sa décision dans les mois à venir, étant rappelé qu'elle n'a pas l'obligation de suivre les conclusions de son avocat général.

Une fois la décision de la Cour rendue, l'instruction reprendra devant le Conseil d'Etat, qui devra alors définitivement statuer sur le recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008.

## Superphénix

A la suite de la décision de l'Etat d'abandonner le projet de construction du réacteur nucléaire Superphénix, AREVA NC considère qu'EDF doit prendre en charge d'une part, des prestations préparatoires à la construction du cœur 3 et d'autre part, le coût de traitement des déchets de fabrication des cœurs 1 et 2 en vue d'en récupérer le plutonium excédentaire. Faute d'accord amiable entre les sociétés, AREVA NC a décidé d'assigner EDF le 19 juin 2013 afin de la voir condamnée à payer une somme à parfaire de 148 millions d'euros (aux conditions économiques initiales). L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris est prévue le 5 septembre 2013.

## 8.2. PROCEDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

### 8.2.1. ERDF

#### Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'ERDF (cet afflux s'explique par le fait qu'à ce moment, la date de dépôt de la demande de raccordement déterminait le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

A l'issue de ce moratoire des nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises œuvre. Dans ce cadre le système des appels d'offres s'est développé et par ailleurs un nouvel arrêté a fixé le nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque.

Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF sur les mois de novembre et décembre 2011, qui s'est poursuivi tout au long de l'exercice 2012, à un rythme toutefois moins soutenu. De nouvelles assignations ont également été reçues en 2013. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a notamment interjeté appel contre les quelques jugements défavorables rendus en première instance en 2011 et 2012. Un jugement favorable à ERDF en première instance est intervenu en mai 2013.

Le Tribunal des Conflits a rendu un arrêt le 8 juillet 2013 donnant compétence aux juridictions de l'ordre judiciaire pour connaître des litiges entre ERDF et les producteurs relatifs aux retards dans la délivrance des propositions techniques et financières.

#### Suites de l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour la période 2009-2013.

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du «coût moyen pondéré du capital» (CMPC): le Conseil d'État a jugé cette méthode «erronée en droit», au motif qu'elle ne prend pas en considération «les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat (...) ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations».

L'annulation ainsi prononcée a pris effet le 1er juin 2013. Le dispositif applicable à compter du 1<sup>er</sup> juin 2013 est décrit au § 2.2.3.1.4.

### 8.2.2. EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de Commerce Internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. Les premiers mémoires en demande de Neckarpri et en défense d'EDF ont été échangés y compris la demande reconventionnelle d'EDF en dommage et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive. Après un échange supplémentaire de mémoires, les auditions auront lieu fin janvier 2014 et la sentence devrait être rendue au premier semestre 2014.

## 9. PERSPECTIVES FINANCIERES

Les résultats du premier semestre 2013 ont connu une évolution positive, grâce notamment à l'amélioration de la production hydraulique et à un effet climat favorable, en partie compensés par le calendrier des arrêts programmés de la production nucléaire. Par ailleurs, la conclusion plus rapide des renégociations par Edison de certains contrats de fourniture de gaz participe à l'évolution favorable des résultats du semestre.

Dans ce contexte, pour l'ensemble de l'année 2013, le Groupe :

- relève ses objectifs de performance opérationnelle :
  - une croissance de l'EBE<sup>33</sup> hors Edison au moins égale à 3%
  - un EBE Edison d'environ 1 milliard d'euros
- et confirme ses objectifs financiers :
  - un ratio d'endettement financier net / EBE compris entre 2x et 2,5x
  - un taux de distribution des dividendes compris entre 55% et 65% du résultat net courant.

Ces objectifs financiers s'appuient notamment sur le déploiement d'un plan d'optimisation des coûts qui se déroule conformément aux prévisions, avec un taux d'atteinte de 35% à fin juin, touchant aussi bien les dépenses d'exploitation que les investissements, et conduisant à 1 milliard d'euros d'économies dès 2013.

Pour 2013, EDF vise un montant d'investissements nets compris dans une fourchette de 12 à 12,5 milliards d'euros qui dépend du calendrier de réalisation de certaines opérations de cessions.

---

<sup>33</sup> Croissance à périmètre et change constants.

Conseil d'administration du 29 juillet 2013

**COMPTES CONSOLIDES RESUMES  
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2013**

## Comptes de résultat consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2013	S1 2012 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	6	39 747	35 903
Achats de combustible et d'énergie		(20 821)	(17 950)
Autres consommations externes		(4 134)	(4 340)
Charges de personnel		(6 020)	(5 787)
Impôts et taxes		(1 793)	(1 597)
Autres produits et charges opérationnels	7	2 719	2 842
<b>Excédent brut d'exploitation</b>		<b>9 698</b>	<b>9 071</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading		(1)	98
Dotations aux amortissements		(3 583)	(3 283)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(126)	(94)
(Pertes de valeur) / reprises	8	(178)	(294)
Autres produits et charges d'exploitation	9	(22)	100
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>5 788</b>	<b>5 598</b>
Coût de l'endettement financier brut		(1 203)	(1 240)
Effet de l'actualisation	10	(1 482)	(1 550)
Autres produits et charges financiers		1 018	993
<b>Résultat financier</b>	10	<b>(1 667)</b>	<b>(1 797)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>4 121</b>	<b>3 801</b>
Impôts sur les résultats	11	(1 531)	(1 235)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	14	379	343
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>2 969</b>	<b>2 909</b>
<b>Dont résultat net - part du Groupe</b>		<b>2 877</b>	<b>2 779</b>
<b>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>92</b>	<b>130</b>
<b>Résultat net part du Groupe par action en euros :</b>			
Résultat par action		<b>1,56</b>	<b>1,50</b>
Résultat dilué par action		<b>1,56</b>	<b>1,50</b>

(1) Les données publiées au titre du 1<sup>er</sup> semestre 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée et du changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Energies Nouvelles dans le cadre de ses activités de Développement-Ventes d'Actifs Structurés (DVAS) - voir note 2.



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

(en millions d'euros)	Notes	S1 2013			S1 2012 <sup>(1)</sup>		
		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
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>2 877</b>	<b>92</b>	<b>2 969</b>	<b>2 779</b>	<b>130</b>	<b>2 909</b>
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - variation brute <sup>(2)</sup>		226	-	226	406	-	406
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt		(75)	-	(75)	(179)	-	(179)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – Quote-part des entreprises associées		-	-	-	(24)	-	(24)
<b>Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente</b>	19.4.1	<b>151</b>	<b>-</b>	<b>151</b>	<b>203</b>	<b>-</b>	<b>203</b>
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute <sup>(2)</sup>		793	2	795	(910)	-	(910)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt		(65)	(1)	(66)	148	-	148
Juste valeur des instruments de couverture – Quote-part des entreprises associées		8	-	8	2	-	2
<b>Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture</b>	19.4.2	<b>736</b>	<b>1</b>	<b>737</b>	<b>(760)</b>	<b>-</b>	<b>(760)</b>
Ecarts de conversion des entités contrôlées		(915)	(171)	(1 086)	836	109	945
Ecarts de conversion des entreprises associées		11	-	11	52	-	52
<b>Ecarts de conversion</b>		<b>(904)</b>	<b>(171)</b>	<b>(1 075)</b>	<b>888</b>	<b>109</b>	<b>997</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat</b>		<b>(17)</b>	<b>(170)</b>	<b>(187)</b>	<b>331</b>	<b>109</b>	<b>440</b>
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute		(733)	(23)	(756)	(1 470)	(23)	(1 493)
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôts		119	5	124	328	5	333
Ecarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – Quote-part des entreprises associées		(63)	-	(63)	(24)	-	(24)
<b>Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi</b>		<b>(677)</b>	<b>(18)</b>	<b>(695)</b>	<b>(1 166)</b>	<b>(18)</b>	<b>(1 184)</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat</b>		<b>(677)</b>	<b>(18)</b>	<b>(695)</b>	<b>(1 166)</b>	<b>(18)</b>	<b>(1 184)</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>		<b>(694)</b>	<b>(188)</b>	<b>(882)</b>	<b>(835)</b>	<b>91</b>	<b>(744)</b>
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>		<b>2 183</b>	<b>(96)</b>	<b>2 087</b>	<b>1 944</b>	<b>221</b>	<b>2 165</b>

(1) Les données publiées au titre du 1<sup>er</sup> semestre 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

(2) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées en note 19.4.

## Bilans consolidés

<b>ACTIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30.06.2013	31.12.2012 <sup>(1)</sup>
Goodwill	12	9 895	10 412
Autres actifs incorporels		7 633	7 625
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	13	47 926	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	13	7 232	7 182
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	13	68 387	67 838
Participations dans les entreprises associées	14	7 678	7 587
Actifs financiers non courants	15	28 280	30 471
Impôts différés actifs		3 441	3 421
<b>Actif non courant</b>		<b>180 472</b>	<b>181 758</b>
Stocks		13 854	14 213
Clients et comptes rattachés	16	23 096	22 497
Actifs financiers courants	15	19 178	16 433
Actifs d'impôts courants		466	582
Autres débiteurs	17	9 184	8 486
Trésorerie et équivalents de trésorerie		6 065	5 874
<b>Actif courant</b>		<b>71 843</b>	<b>68 085</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>	18	<b>430</b>	<b>241</b>
<b>Total de l'actif</b>		<b>252 745</b>	<b>250 084</b>

<b>CAPITAUX PROPRES ET PASSIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30.06.2013	31.12.2012 <sup>(1)</sup>
Capital	19	924	924
Réserves et résultats consolidés		32 511	25 333
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>		<b>33 435</b>	<b>26 257</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 388	4 854
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>37 823</b>	<b>31 111</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		39 216	39 185
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		1 143	1 090
Provisions pour avantages du personnel		19 836	19 119
Autres provisions		1 711	1 873
<b>Provisions non courantes</b>	20.1	<b>61 906</b>	<b>61 267</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	21	43 014	42 551
Passifs financiers non courants	22.1	44 330	46 980
Autres créditeurs non courants	23	3 888	4 218
Impôts différés passifs		5 630	5 601
<b>Passif non courant</b>		<b>158 768</b>	<b>160 617</b>
Provisions courantes	20.1	4 297	3 882
Fournisseurs et comptes rattachés		13 026	14 643
Passifs financiers courants	22.1	15 108	17 521
Dettes d'impôts courants		1 251	1 224
Autres créditeurs courants	23	22 338	21 037
<b>Passif courant</b>		<b>56 020</b>	<b>58 307</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente</b>	18	<b>134</b>	<b>49</b>
<b>Total des capitaux propres et du passif</b>		<b>252 745</b>	<b>250 084</b>

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

## Tableaux de flux de trésorerie consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2013	S1 2012 <sup>(1)</sup>
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>		<b>4 121</b>	<b>3 801</b>
Pertes de valeur (reprises)		178	294
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		4 717	3 764
Produits et charges financiers		827	686
Dividendes reçus des entreprises associées		235	22
Plus ou moins-values de cession		(178)	(275)
Variation du besoin en fonds de roulement		(2 800)	(2 458)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>7 100</b>	<b>5 834</b>
Frais financiers nets décaissés		(1 011)	(814)
Impôts sur le résultat payés		(977)	(892)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>		<b>5 112</b>	<b>4 128</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements / cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)		174	(172)
Investissements incorporels et corporels		(6 619)	(6 233)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		72	349
Variations d'actifs financiers		341	(4 368)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>		<b>(6 032)</b>	<b>(10 424)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle <sup>(2)</sup>		(46)	(237)
Dividendes versés par EDF	19.2	-	(1 072)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(187)	(115)
Achats / ventes d'actions propres		8	(1)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>		<b>(225)</b>	<b>(1 425)</b>
Emissions d'emprunts		2 163	8 489
Remboursements d'emprunts		(7 066)	(1 786)
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	19.3	6 125	-
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		74	85
Subventions d'investissement reçues		43	72
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>		<b>1 339</b>	<b>6 860</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>		<b>1 114</b>	<b>5 435</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>194</b>	<b>(861)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>		<b>5 874</b>	<b>5 743</b>
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		194	(861)
Incidence des variations de change		6	50
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		18	25
Incidence des reclassements		(27)	(37)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>		<b>6 065</b>	<b>4 920</b>

(1) Les données publiées au titre du 1<sup>er</sup> semestre 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

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

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012, l'acquisition d'intérêts complémentaires de la participation d'EnBW dans la filiale ERSA s'élève à 252 millions d'euros.

## Variations des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2013 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Ecart de conversion	Ecart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers <sup>(2)</sup>	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
<b>Capitaux propres au 31.12.2012 retraités <sup>(1)</sup></b>	<b>924</b>	<b>(33)</b>	<b>1 593</b>	<b>(1 109)</b>	<b>24 882</b>	<b>26 257</b>	<b>4 854</b>	<b>31 111</b>
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(904)	887	(677)	(694)	(188)	(882)
Résultat net	-	-	-	-	2 877	2 877	92	2 969
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(904)</b>	<b>887</b>	<b>2 200</b>	<b>2 183</b>	<b>(96)</b>	<b>2 087</b>
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	6 125	6 125	-	6 125
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 257)	(1 257)	(203)	(1 460)
Achats / ventes d'actions propres	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations <sup>(4)</sup>	-	-	-	-	127	127	(167)	(40)
<b>Capitaux propres au 30.06.2013</b>	<b>924</b>	<b>(33)</b>	<b>689</b>	<b>(222)</b>	<b>32 077</b>	<b>33 435</b>	<b>4 388</b>	<b>37 823</b>

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2012 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Ecart de conversion	Ecart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers <sup>(2)</sup>	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
<b>Capitaux propres au 31.12.2011</b>	<b>924</b>	<b>(26)</b>	<b>1 147</b>	<b>(1 073)</b>	<b>27 511</b>	<b>28 483</b>	<b>4 189</b>	<b>32 672</b>
Retraitements liés au changement de méthode comptable <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	333	333	-	333
<b>Capitaux propres au 31.12.2011 retraités <sup>(1)</sup></b>	<b>924</b>	<b>(26)</b>	<b>1 147</b>	<b>(1 073)</b>	<b>27 844</b>	<b>28 816</b>	<b>4 189</b>	<b>33 005</b>
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	888	(557)	(1 166)	(835)	91	(744)
Résultat net	-	-	-	-	2 779	2 779	130	2 909
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>888</b>	<b>(557)</b>	<b>1 613</b>	<b>1 944</b>	<b>221</b>	<b>2 165</b>
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 072)	(1 072)	(130)	(1 202)
Achats / ventes d'actions propres	-	3	-	-	-	3	-	3
Autres variations <sup>(5)</sup>	-	-	-	-	(166)	(166)	1 476	1 310
<b>Capitaux propres au 30.06.2012</b>	<b>924</b>	<b>(23)</b>	<b>2 035</b>	<b>(1 630)</b>	<b>28 219</b>	<b>29 525</b>	<b>5 756</b>	<b>35 281</b>

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2011 et du 31 décembre 2012 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (voir note 2).

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs 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 2013 des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 6 125 millions d'euros net des coûts de transaction (voir note 3.1).

(4) Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013, les autres variations – part du Groupe intègrent pour 228 millions d'euros les effets de l'acquisition à Centrica de sa participation de 20% dans Nuclear New Build Holdings (voir note 4.1).

(5) Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012, les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle correspondent à hauteur de 1 387 millions d'euros aux effets de la prise de contrôle d'Edison (détenue à 78,96% au 30 juin 2012), dont 991 millions d'euros correspondent à la part des minoritaires directs.

# ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDES RESUMES - SOMMAIRE

<b>1</b>	<b>PRINCIPALES REGLES ET METHODES COMPTABLES DU GROUPE .....</b>	<b>9</b>
1.1	DECLARATION DE CONFORMITE ET REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	9
1.2	PRINCIPES COMPTABLES DU 1 <sup>ER</sup> SEMESTRE 2013	9
1.3	METHODES D'EVALUATION SPECIFIQUES AUX ARRETES INTERMEDIAIRES	11
1.4	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	11
1.5	SAISONNALITE DE L'ACTIVITE	12
<b>2</b>	<b>COMPARABILITE DES EXERCICES .....</b>	<b>12</b>
2.1	CHANGEMENT DE METHODES COMPTABLES ET DE PRESENTATION	12
2.2	IMPACT SUR LE COMPTE DE RESULTAT DU 1 <sup>ER</sup> SEMESTRE 2012	13
2.3	IMPACT SUR L'ETAT DU RESULTAT NET ET DES GAINS ET PERTES COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES DU 1 <sup>ER</sup> SEMESTRE 2012	13
2.4	IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DECEMBRE 2012	14
2.5	IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE DU 1 <sup>ER</sup> SEMESTRE 2012	15
<b>3</b>	<b>EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2013.....</b>	<b>16</b>
3.1	EMISSION DE TITRES SUBORDONNES A DUREE INDETERMINEE	16
3.2	AFFECTATION DE LA CREANCE CSPE AUX ACTIFS DEDIES A LA SECURISATION DU FINANCEMENT DES CHARGES NUCLEAIRES DE LONG TERME	16
3.3	EDISON	16
3.4	TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE (TURPE 3 ET TURPE 4)	17
<b>4</b>	<b>EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION .....</b>	<b>17</b>
4.1	ACQUISITION A CENTRICA DE SA PARTICIPATION DE 20% DANS NUCLEAR NEW BUILD HOLDINGS	17
4.2	PROCESSUS DE CESSION DE LA PARTICIPATION DU GROUPE DANS SSE	18
<b>5</b>	<b>INFORMATION SECTORIELLE.....</b>	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>CHIFFRE D'AFFAIRES.....</b>	<b>19</b>
<b>7</b>	<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS.....</b>	<b>19</b>
<b>8</b>	<b>PERTES DE VALEUR .....</b>	<b>19</b>
<b>9</b>	<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION .....</b>	<b>20</b>
<b>10</b>	<b>RESULTAT FINANCIER.....</b>	<b>20</b>
10.1	EFFET DE L'ACTUALISATION	20
10.2	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	20
<b>11</b>	<b>IMPOTS SUR LES RESULTATS .....</b>	<b>20</b>
<b>12</b>	<b>GOODWILL.....</b>	<b>21</b>
<b>13</b>	<b>IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....</b>	<b>21</b>
<b>14</b>	<b>PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES.....</b>	<b>22</b>
14.1	INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES ENTREPRISES ASSOCIEES	22
14.2	RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE (RTE)	22
14.3	ALPIQ	23

<b>15</b>	<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....</b>	<b>23</b>
15.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES ACTIFS FINANCIERS	23
15.2	DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS	24
15.3	PRETS ET CREANCES FINANCIERES	24
<b>16</b>	<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHES.....</b>	<b>25</b>
<b>17</b>	<b>AUTRES DEBITEURS.....</b>	<b>25</b>
<b>18</b>	<b>ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE.....</b>	<b>25</b>
<b>19</b>	<b>CAPITAUX PROPRES.....</b>	<b>26</b>
19.1	CAPITAL SOCIAL	26
19.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	26
19.3	EMISSION DE TITRES SUBORDONNES A DUREE INDETERMINEE	26
19.4	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS	26
<b>20</b>	<b>PROVISIONS.....</b>	<b>27</b>
20.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS	27
20.2	PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE – AVAL DU CYCLE, DECONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS	28
20.3	AVANTAGES DU PERSONNEL	30
20.4	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS	32
<b>21</b>	<b>PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE.....</b>	<b>33</b>
<b>22</b>	<b>PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....</b>	<b>34</b>
22.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	34
22.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	34
22.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	35
<b>23</b>	<b>AUTRES CREDITEURS.....</b>	<b>36</b>
23.1	AVANCES ET ACOMPTES RECUS	36
23.2	DETTE FISCALES	36
23.3	PRODUITS CONSTATES D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME	36
23.4	AUTRES DETTES	36
<b>24</b>	<b>ENGAGEMENTS HORS BILAN.....</b>	<b>37</b>
24.1	ENGAGEMENTS DONNES	37
24.2	ENGAGEMENTS REÇUS	38
<b>25</b>	<b>ACTIFS DEDIES D'EDF.....</b>	<b>39</b>
<b>26</b>	<b>PARTIES LIEES.....</b>	<b>39</b>
<b>27</b>	<b>EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE.....</b>	<b>40</b>
27.1	ANNONCE D'UNE BAISSSE DE 3 POINTS DU TAUX D'IMPOT SUR LES SOCIETES AU ROYAUME-UNI	40

## ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDES RESUMES

Electricité 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 2013 comprennent les comptes des sociétés contrôlées de manière exclusive, directement ou indirectement, par la Société et ses filiales consolidées par intégration globale, les comptes des sociétés contrôlées conjointement (co-entreprises) consolidées par intégration proportionnelle ainsi que les comptes des sociétés dans lesquelles la Société exerce une influence notable (entreprises associées) consolidées par mise en équivalence. L'ensemble économique est désigné comme le « Groupe ».

Le groupe EDF est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés résumés du Groupe au 30 juin 2013 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 29 juillet 2013.

Les données comparatives 2012 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés résumés sont retraitées du changement de comptabilisation lié à l'application rétrospective d'IAS19 révisée, et du changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Energies Nouvelles dans le cadre de ses activités de Développement-Ventes d'Actifs Structurés (voir note 2).

### 1 PRINCIPALES REGLES ET METHODES COMPTABLES DU GROUPE

#### 1.1 DECLARATION DE CONFORMITE ET REFERENTIEL 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 2013 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 2013. 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 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 2012. 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 2012 et décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012.

#### 1.2 PRINCIPES COMPTABLES DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2013

- **Changement de méthode comptable – 1<sup>ère</sup> application d'IAS 19 révisée**

La norme IAS 19 révisée en juin 2011, dont l'application est obligatoire depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013, a introduit les modifications suivantes dans l'évaluation et la comptabilisation des provisions pour avantages du personnel du groupe EDF :

- Comptabilisation immédiate du coût des services passés non acquis,
- Comptabilisation des frais de gestion administrative et financière des régimes d'avantages du personnel en coût des services rendus (charge de période), et reprise corrélative des provisions antérieurement constituées à ce titre,
- Comptabilisation en résultat financier d'une « charge d'intérêt nette » correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits sur les actifs de couverture qui sont désormais évalués à partir du taux d'actualisation des engagements. L'écart entre le taux d'actualisation des engagements et le taux de rendement réel des actifs de couverture est comptabilisé directement en capitaux propres.

Pour mémoire, le Groupe a fait le choix en 2012 de renoncer à l'option dite du « corridor » au profit de la méthode « SoRIE » qui conduit à comptabiliser les pertes et gains actuariels directement en capitaux propres.

Conformément à IAS 8, ce changement de méthode est comptabilisé de façon rétrospective et les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2.

- **Autres normes et interprétations**

Les textes suivants sont appliqués par le groupe EDF à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 :

- La norme IFRS 13 « Evaluation de la juste valeur » concerne principalement l'évaluation des instruments financiers au niveau du Groupe. L'application d'IFRS 13 n'a pas eu d'impact significatif sur les états financiers du Groupe,
- Les amendements à IAS 1 intitulés « Présentation des postes des autres éléments du résultat global (OCI) ». Ainsi, le Groupe distingue désormais dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres :
  - o les éléments composant les gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres appelés à un reclassement ultérieur en résultat net,
  - o les éléments composant les gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non concernés par un reclassement ultérieur en résultat net (correspondant uniquement à la variation des écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi),
  - o la part relative aux entreprises associées pour chacune de ces deux natures de gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

Les comptes consolidés résumés du groupe EDF au 30 juin 2013 ne sont pas impactés par les textes suivants qui sont d'application obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 :

- L'amendement à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir – Compensation des actifs et des passifs » adopté par l'Union européenne en 2011,
- IFRIC 20 intitulée « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert »,
- L'amendement à IAS 12 « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents ».

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

A l'exception des éléments mentionnés ci-dessus et des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires décrites en note 1.3, les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les comptes consolidés intermédiaires sont identiques à celles utilisées dans les comptes consolidés au 31 décembre 2012.



### 1.3 METHODES D'EVALUATION SPECIFIQUES AUX ARRETES INTERMEDIAIRES

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts 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 2013 a été calculé en projetant sur un semestre l'engagement au 31 décembre 2012, 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 sont modifiées pour les arrêts intermédiaires (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 IMPOTS SUR LES RESULTATS

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'EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant dans certains pays (dont la France) la suppression de l'allocation gratuite de droits d'émissions aux entreprises de production d'électricité telles qu'EDF.

Lorsque les estimations d'émissions 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'arrêt 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'arrêt.

En l'absence d'allocation gratuite de droits d'émission, une provision est systématiquement constatée à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

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

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 la période ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs 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 des estimations actuelles.

La stratégie industrielle d'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.

Depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage les investissements nécessaires. EDF considérant que les conditions techniques sont d'ores et déjà réunies, la mise en adéquation sur l'exercice 2013 de la durée d'amortissement avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera donc à apprécier à la lumière des vérifications en cours.

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 2012.

## 1.5 SAISONNALITE DE L'ACTIVITE

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires dégagés 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 propres à chaque période.

Pour illustration, le chiffre d'affaires et l'excédent brut d'exploitation au titre des premier et second semestres 2012 sont présentés ci-dessous :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2012	S2 2012 <sup>(1)</sup>	2012
Chiffre d'affaires	35 903	36 275	72 178
Excédent brut d'exploitation	9 071	6 927	15 998

(1) Incluant un effet positif de 3,3 milliards d'euros sur le chiffre d'affaires du 2<sup>nd</sup> semestre 2012 lié à la prise de contrôle du groupe Edison.

## 2 COMPARABILITE DES EXERCICES

### 2.1 CHANGEMENT DE METHODES COMPTABLES ET DE PRESENTATION

#### 2.1.1 IAS 19 REVISEE « AVANTAGES DU PERSONNEL »

La norme IAS 19 révisée est d'application obligatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2013, avec application rétrospective aux exercices présentés (voir note 1.2).

Les impacts de l'application de la norme IAS 19 révisée sur le résultat net part du Groupe du 1<sup>er</sup> semestre 2012 et sur les capitaux propres part du Groupe au 1<sup>er</sup> janvier 2012 s'élèvent respectivement à 11 millions d'euros et 333 millions d'euros et concernent principalement le secteur France.

#### 2.1.2 CHANGEMENT DE PRESENTATION DES CESSIONS D'ACTIFS DE PRODUCTION REALISEES PAR EDF ENERGIES NOUVELLES DANS LE CADRE DE SES ACTIVITES DE DEVELOPPEMENT-VENTES D'ACTIFS STRUCTURES (DVAS)

A compter de l'exercice 2013 et pour les périodes comparatives présentées, les cessions d'actifs de production réalisées par EDF Energies Nouvelles sont désormais enregistrées pour leur montant net (prix de cession diminué du coût de construction associé) au niveau des « Autres produits et charges opérationnels ». Ces opérations étaient auparavant présentées en chiffre d'affaires (pour le produit de cession) et en « Autres consommations externes » (pour les coûts de construction).

Ce changement de présentation a pour effet de diminuer le « Chiffre d'affaires » et les « Autres consommations externes » du 1<sup>er</sup> semestre 2012 de respectivement (319) millions d'euros et 255 millions d'euros, avec en contrepartie une augmentation des « Autres produits et charges opérationnels » de 64 millions d'euros (sans impact sur l'excédent brut d'exploitation et sur le résultat net du Groupe).

Ce changement permet d'avoir une présentation homogène dans le compte de résultat du Groupe des opérations de cession d'actifs (parcs en construction ou parcs en exploitation) réalisées par EDF Energies Nouvelles.

## 2.2 IMPACT SUR LE COMPTE DE RESULTAT DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2012

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2012 PUBLIE	IMPACTS IAS 19 REVISEE	IMPACTS PRESENTATION DVAS	S1 2012 RETRAITE
Chiffre d'affaires	36 222	-	(319)	35 903
Achats de combustible et d'énergie	(17 950)	-	-	(17 950)
Autres consommations externes	(4 595)	-	255	(4 340)
Charges de personnel	(5 783)	(4)	-	(5 787)
Impôts et taxes	(1 597)	-	-	(1 597)
Autres produits et charges opérationnels	2 778	-	64	2 842
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>9 075</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>9 071</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	98	-	-	98
Dotations aux amortissements	(3 283)	-	-	(3 283)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (Pertes de valeur) / reprises	(94)	-	-	(94)
Autres produits et charges d'exploitation	100	-	-	100
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 602</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>5 598</b>
Coût de l'endettement financier brut	(1 240)	-	-	(1 240)
Effet de l'actualisation	(1 562)	12	-	(1 550)
Autres produits et charges financiers	992	1	-	993
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 810)</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>(1 797)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>3 792</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>3 801</b>
Impôts sur les résultats	(1 235)	-	-	(1 235)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	343	-	-	343
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>2 900</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>2 909</b>
<b>Dont résultat net - part du Groupe</b>	<b>2 768</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>2 779</b>
<b>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>132</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>130</b>

## 2.3 IMPACT SUR L'ETAT DU RESULTAT NET ET DES GAINS ET PERTES COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2012

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2012 PUBLIE	IMPACTS IAS 19 REVISEE	S1 2012 RETRAITE
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>2 900</b>	<b>9</b>	<b>2 909</b>
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	203	-	203
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(760)	-	(760)
Ecarts de conversion	997	-	997
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat</b>	<b>440</b>	<b>-</b>	<b>440</b>
Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(1 220)	36	(1 184)
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat</b>	<b>(1 220)</b>	<b>36</b>	<b>(1 184)</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>(780)</b>	<b>36</b>	<b>(744)</b>
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>2 120</b>	<b>45</b>	<b>2 165</b>

## 2.4 IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DECEMBRE 2012

<b>ACTIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	<b>31.12.2012 PUBLIE</b>	<b>IMPACTS IAS 19 REVISEE</b>	<b>31.12.2012 RETRAITE</b>
Goodwill	10 412	-	10 412
Autres actifs incorporels	7 625	-	7 625
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	-	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	-	7 182
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	-	67 838
Participations dans les entreprises associées	7 555	32	7 587
Actifs financiers non courants	30 471	-	30 471
Impôts différés actifs	3 487	(66)	3 421
<b>Actif non courant</b>	<b>181 792</b>	<b>(34)</b>	<b>181 758</b>
Stocks	14 213	-	14 213
Clients et comptes rattachés	22 497	-	22 497
Actifs financiers courants	16 433	-	16 433
Actifs d'impôts courants	582	-	582
Autres débiteurs	8 486	-	8 486
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	-	5 874
<b>Actif courant</b>	<b>68 085</b>	<b>-</b>	<b>68 085</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>241</b>	<b>-</b>	<b>241</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>250 118</b>	<b>(34)</b>	<b>250 084</b>

<b>CAPITAUX PROPRES ET PASSIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	<b>31.12.2012 PUBLIE</b>	<b>IMPACTS IAS 19 REVISEE</b>	<b>31.12.2012 RETRAITE</b>
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	24 934	399	25 333
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>	<b>25 858</b>	<b>399</b>	<b>26 257</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	-	4 854
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>30 712</b>	<b>399</b>	<b>31 111</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	-	39 185
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	-	1 090
Provisions pour avantages du personnel	19 540	(421)	19 119
Autres provisions	1 873	-	1 873
<b>Provisions non courantes</b>	<b>61 688</b>	<b>(421)</b>	<b>61 267</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	-	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	-	46 980
Autres créditeurs non courants	4 218	-	4 218
Impôts différés passifs	5 601	-	5 601
<b>Passif non courant</b>	<b>161 038</b>	<b>(421)</b>	<b>160 617</b>
Provisions courantes	3 894	(12)	3 882
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	-	14 643
Passifs financiers courants	17 521	-	17 521
Dettes d'impôts courants	1 224	-	1 224
Autres créditeurs courants	21 037	-	21 037
<b>Passif courant</b>	<b>58 319</b>	<b>(12)</b>	<b>58 307</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>49</b>	<b>-</b>	<b>49</b>
<b>Total des capitaux propres et du passif</b>	<b>250 118</b>	<b>(34)</b>	<b>250 084</b>

## 2.5 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2012

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2012 PUBLIE	IMPACTS IAS 19 REVISEE	S1 2012 RETRAITE
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>	<b>3 792</b>	<b>9</b>	<b>3 801</b>
Pertes de valeur (reprises)	294	-	294
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	3 773	(9)	3 764
Produits et charges financiers	686	-	686
Dividendes reçus des entreprises associées	22	-	22
Plus ou moins-values de cession	(275)	-	(275)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 458)	-	(2 458)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>5 834</b>	<b>-</b>	<b>5 834</b>
Frais financiers nets décaissés	(814)	-	(814)
Impôts sur le résultat payés	(892)	-	(892)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>	<b>4 128</b>	<b>-</b>	<b>4 128</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements / cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)	(172)	-	(172)
Investissements incorporels et corporels	(6 233)	-	(6 233)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	349	-	349
Variations d'actifs financiers	(4 368)	-	(4 368)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>	<b>(10 424)</b>	<b>-</b>	<b>(10 424)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(237)	-	(237)
Dividendes versés par EDF	(1 072)	-	(1 072)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(115)	-	(115)
Achats / ventes d'actions propres	(1)	-	(1)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>	<b>(1 425)</b>	<b>-</b>	<b>(1 425)</b>
Emissions d'emprunts	8 489	-	8 489
Remboursements d'emprunts	(1 786)	-	(1 786)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	85	-	85
Subventions d'investissement reçues	72	-	72
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>	<b>6 860</b>	<b>-</b>	<b>6 860</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>	<b>5 435</b>	<b>-</b>	<b>5 435</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(861)</b>	<b>-</b>	<b>(861)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>5 743</b>	<b>-</b>	<b>5 743</b>
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(861)	-	(861)
Incidence des variations de change	50	-	50
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	25	-	25
Incidence des reclassements	(37)	-	(37)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>4 920</b>	<b>-</b>	<b>4 920</b>

## 3 EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2013

### 3.1 EMISSION DE TITRES SUBORDONNES A DUREE INDETERMINEE

EDF a lancé le 22 janvier 2013 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros et livres sterling :

- 1 250 millions d'euros avec un coupon de 4,25 % et une option de remboursement à 7 ans,
- 1 250 millions d'euros avec un coupon de 5,375 % et une option de remboursement à 12 ans,
- 1 250 millions de livres sterling avec un coupon de 6 % et une option de remboursement à 13 ans.

En complément, EDF a procédé le 24 janvier 2013 à l'émission de titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 3 milliards de dollars américains avec un coupon de 5,25 % et une option de remboursement à 10 ans.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces émissions ont été comptabilisées en capitaux propres à compter de la réception des fonds (intervenue le 29 janvier 2013) pour un montant de 6 125 millions d'euros (net des coûts de transaction). Les coupons versés seront considérés comme des dividendes.

### 3.2 AFFECTATION DE LA CREANCE CSPE AUX ACTIFS DEDIES A LA SECURISATION DU FINANCEMENT DES CHARGES NUCLEAIRES DE LONG TERME

La « Contribution au Service Public de l'Electricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003, est une contribution due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation.

En application du décret du 23 février 2007, l'Etat a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF, aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012 (y compris les coûts de portage associés), pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation s'est accompagnée d'une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions) pour un montant de 2,4 milliards d'euros. Au total, il en résulte une dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros, permettant d'atteindre l'objectif de couverture de 100% des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi Nome).

La sortie des actifs financiers du portefeuille des actifs dédiés réalisée dans ce cadre sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013 se traduit ainsi par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 2,4 milliards d'euros.

### 3.3 EDISON

#### 3.3.1 Renégociations des contrats gaz

La Cour d'arbitrage de l'*International Chamber of Commerce* a rendu le 23 avril 2013 une sentence favorable à Edison dans le cadre du litige relatif à la révision de prix du contrat d'approvisionnement à long terme en gaz avec Sonatrach (Algérie).

Par ailleurs, un accord a été signé entre Edison et Rasgas (Qatar) en juillet 2013 revoyant certaines conditions du contrat d'approvisionnement à long terme en gaz (et notamment les conditions de prix) entre les deux parties. Conformément à la norme IAS 10, les effets de cet accord sont intégrés dans les comptes consolidés résumés du 1<sup>er</sup> semestre 2013 du Groupe.

Au total, il en résulte un impact positif de 585 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du groupe EDF du 1<sup>er</sup> semestre 2013.

### 3.3.2 Finalisation du bilan d'ouverture suite à la prise de contrôle le 24 mai 2012

Les actifs identifiables, passifs et passifs éventuels du groupe Edison qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date de prise de contrôle par le groupe EDF (le 24 mai 2012).

Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement au 31 décembre 2012, le Groupe disposant de douze mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes et règles d'évaluation.

Ces travaux de finalisation n'ont pas conduit à modifier sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013 le bilan d'ouverture d'Edison présenté dans l'annexe aux comptes consolidés 2012 en note 3.1.4.

### 3.4 TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE (TURPE 3 ET TURPE 4)

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'Etat a annulé la composante distribution des troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE 3) qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les ministres de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE et devaient s'appliquer à la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 juillet 2013. Cette annulation est sans impact direct sur les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 (« TURPE 3 bis ») prise sur proposition de la CRE en date du 29 mars 2013, a été publiée au Journal officiel le 26 mai 2013. Elle s'applique rétroactivement à la période 2009-2013, se substitue au tarif annulé et conduit à une diminution de 2,5% des tarifs sur la période du 1<sup>er</sup> juin au 31 juillet 2013.

La CRE a également publié, le 10 juillet 2013, sa délibération du 28 mai 2013 portant décision pour la période du 1<sup>er</sup> août 2013 au 31 décembre 2013 (« TURPE 3 ter ») qui se traduit par une augmentation de 2,1% au 1<sup>er</sup> août 2013 par rapport à la période du 1<sup>er</sup> juin au 31 juillet 2013.

Enfin, le 9 juillet 2013, la CRE a lancé sa consultation sur les tarifs de distribution qui entreront en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2014 pour une durée de 4 ans (TURPE 4).

S'agissant des tarifs de transport, la délibération de la CRE du 3 avril 2013 a été publiée au Journal officiel du 30 juin 2013. Ce nouveau tarif (appelé TURPE 4 HTB) sera applicable à compter du 1<sup>er</sup> août 2013, pour une période d'environ quatre ans. A cette date, le tarif augmentera de 2,4% ; il sera ensuite ajusté chaque année.

## 4 EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION

### 4.1 ACQUISITION A CENTRICA DE SA PARTICIPATION DE 20% DANS NUCLEAR NEW BUILD HOLDINGS

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant l'option de cession à EDF Energy des 20% qu'elle détient dans Nuclear New Build Holdings (NNBH), société portant les projets de « nouveau nucléaire » au Royaume-Uni. EDF, qui détenait déjà 80% de NNBH via EDF Energy, devient ainsi actionnaire à 100% de cette société.

L'acquisition de la participation de Centrica se traduit par un impact positif de 228 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe résultant de la différence positive entre la quote-part d'actifs récupérée et le prix payé suite à l'exercice de cette option.

Centrica reste partenaire d'EDF à hauteur de 20% pour les centrales nucléaires en exploitation au Royaume-Uni et conserve ses contrats commerciaux d'achat d'électricité auprès du groupe EDF.

## 4.2 PROCESSUS DE CESSION DE LA PARTICIPATION DU GROUPE DANS SSE

Le groupe EDF a reçu le 24 mai 2013 une offre irrévocable d'Energetický a Prumyslový Holding, a.s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, pour l'acquisition de sa participation minoritaire de 49% dans Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE), le deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie. La finalisation de la transaction est attendue au cours du 2<sup>nd</sup> semestre 2013 après l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence.

Conformément à la norme IFRS 5, les actifs et passifs de SSE sont présentés au bilan consolidé au 30 juin 2013 sur les lignes « Actifs détenus en vue de la vente » et « Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente ».

La transaction envisagée valorise la participation du Groupe dans SSE à environ 400 millions d'euros. Sur la base de la valeur nette consolidée de SSE au 30 juin 2013 et du prix de cession attendu, aucune perte de valeur n'est à constater sur le résultat du 1<sup>er</sup> semestre 2013.

## 5 INFORMATION SECTORIELLE

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.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif. 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 2012.

### 5.1 AU 30 JUIN 2013

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	21 294	4 990	6 481	4 106	2 876	-	39 747
Chiffre d'affaires inter-secteurs	373	-	-	111	492	(976)	-
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>21 667</b>	<b>4 990</b>	<b>6 481</b>	<b>4 217</b>	<b>3 368</b>	<b>(976)</b>	<b>39 747</b>
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>6 473</b>	<b>1 031</b>	<b>669</b>	<b>510</b>	<b>1 015</b>	<b>-</b>	<b>9 698</b>
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>4 139</b>	<b>556</b>	<b>294</b>	<b>95</b>	<b>704</b>	<b>-</b>	<b>5 788</b>

### 5.2 AU 30 JUIN 2012

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	20 706	4 821	3 607	4 009	2 760	-	35 903
Chiffre d'affaires inter-secteurs	268	-	-	77	300	(645)	-
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>20 974</b>	<b>4 821</b>	<b>3 607</b>	<b>4 086</b>	<b>3 060</b>	<b>(645)</b>	<b>35 903</b>
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>6 071</b>	<b>1 071</b>	<b>211</b>	<b>553</b>	<b>1 165</b>	<b>-</b>	<b>9 071</b>
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>4 092</b>	<b>686</b>	<b>(137)</b>	<b>54</b>	<b>903</b>	<b>-</b>	<b>5 598</b>



## 6 CHIFFRE D'AFFAIRES

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2013	S1 2012
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	37 328	33 525
Autres ventes de biens et de services	1 921	1 927
Trading	498	451
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>39 747</b>	<b>35 903</b>

## 7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels comprennent la CSPE reçue ou à recevoir par EDF (voir note 3.2) dont le mécanisme se traduit par la comptabilisation dans les comptes consolidés d'un produit de 2 570 millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2013 (2 362 millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2012).

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013, les autres produits et charges opérationnels intègrent également :

- à hauteur de 12 millions d'euros, les reprises de juste valeur sur les contrats de vente de British Energy comptabilisés en date d'acquisition du 5 janvier 2009 au fur et à mesure de leur dénouement (72 millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012),
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 11 millions d'euros (187 millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012).

## 8 PERTES DE VALEUR

### 8.1 AU 30 JUIN 2013

Les pertes de valeurs s'élèvent à (178) millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2013, dont (104) millions d'euros relatifs à une centrale de production thermique à gaz d'EDF Luminus en Belgique et (49) millions d'euros de dépréciation du goodwill de Dalkia Investissement.

En mars 2013, EDF Luminus a notifié au gouvernement belge la mise à l'arrêt temporaire de la centrale de Seraing à l'horizon mi-2014. Cette décision constitue un indice de perte de valeur ayant conduit à la mise en œuvre d'un test de dépréciation. Les conclusions de ce test ont conduit à la constatation d'une diminution de 104 millions d'euros de la valeur recouvrable de la centrale.

### 8.2 AU 30 JUIN 2012

Les pertes de valeurs s'élèvent à (294) millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2012, dont (233) millions d'euros sont relatifs aux actifs de production de CENG.

Aux Etats-Unis, la forte baisse des prix du gaz observée au 1<sup>er</sup> trimestre 2012 a entraîné une baisse des prix à terme de l'électricité, constituant un indice de perte de valeur des actifs de production de CENG. La mise à jour du test de dépréciation prenant en compte ces nouveaux paramètres ainsi qu'une baisse du taux d'actualisation à 6,7% (7,1% à fin 2011) liée à la baisse des taux sans risque en dollars, a conduit à la constatation d'une diminution de 233 millions d'euros de la valeur recouvrable des actifs de CENG.

## 9 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Aucun montant significatif n'a été comptabilisé en « Autres produits et charges d'exploitation » sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013.

Les autres produits et charges d'exploitation du 1<sup>er</sup> semestre 2012 intègrent :

- les effets de la prise de contrôle d'Edison par le Groupe sur la période à hauteur de (51) millions d'euros. Les impacts détaillés de l'opération sont présentés en note 3.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2012,
- un produit de 177 millions d'euros concernant ERDF et résultant principalement d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment).

## 10 RESULTAT FINANCIER

### 10.1 EFFET DE L'ACTUALISATION

Au sein du résultat financier, l'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2013	S1 2012
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(624)	(679)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(831)	(800)
Autres provisions et avances	(27)	(71)
<b>Effet de l'actualisation</b>	<b>(1 482)</b>	<b>(1 550)</b>

### 10.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les autres produits et charges financiers incluent sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013 des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 264 millions d'euros (72 millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012).

## 11 IMPOTS SUR LES RESULTATS

Les impôts sur les résultats s'élèvent à (1 531) millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2013, correspondant à un taux effectif d'impôt de 37,2 % (charge de (1 235) millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 32,5 % au 1<sup>er</sup> semestre 2012). Ils résultent de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2013 au résultat avant impôt du 1<sup>er</sup> semestre 2013.

La hausse du taux effectif d'impôt observée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013 par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2012 s'explique principalement par la hausse du taux effectif en France (notamment du fait de la mise en place d'une taxe sur dividendes et d'un plafond de déduction des produits et charges d'intérêts à compter du 2<sup>nd</sup> semestre 2012) et par un effet positif non récurrent lié à la baisse d'un point du taux d'imposition au Royaume-Uni sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012.

## 12 GOODWILL

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

<b>Valeur nette comptable au 31.12.2012</b>	<b>10 412</b>
Acquisitions	6
Cessions	-
Pertes de valeur (note 8)	(49)
Écarts de conversion	(413)
Mouvements de périmètre et autres	(61)
<b>Valeur nette comptable au 30.06.2013</b>	<b>9 895</b>
Valeur brute au 30.06.2013	10 613
Cumul des pertes de valeur au 30.06.2013	(718)

La variation de la période est liée principalement aux écarts de conversion (notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro).

## 13 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Immobilisations	46 553	45 919
Immobilisations en cours	1 373	1 303
<b>Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>47 926</b>	<b>47 222</b>
Immobilisations	6 313	6 256
Immobilisations en cours	919	926
<b>Immobilisations en concessions des autres activités</b>	<b>7 232</b>	<b>7 182</b>
Immobilisations de production	50 403	51 392
Immobilisations en cours	17 682	16 130
Immobilisations financées par location-financement	302	316
<b>Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre</b>	<b>68 387</b>	<b>67 838</b>

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France <sup>(1)</sup>	Immobilisations en concessions des autres activités	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre
<b>Valeur brute au 30.06.2013</b>	<b>82 309</b>	<b>13 023</b>	<b>109 975</b>
Amortissements et pertes de valeur au 30.06.2013	(35 756)	(6 710)	(59 572)
<b>Valeur nette au 30.06.2013</b>	<b>46 553</b>	<b>6 313</b>	<b>50 403</b>
<b>Valeur nette au 31.12.2012</b>	<b>45 919</b>	<b>6 256</b>	<b>51 392</b>

(1) Les actifs de réseaux représentent l'essentiel des montants : 76 662 millions d'euros en valeur brute et 44 315 millions d'euros en valeur nette au 30 juin 2013 (75 367 millions d'euros en valeur brute et 43 725 millions d'euros en valeur nette au 31 décembre 2012).

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

	Terrains et constructions	Réseaux	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs nettes au 30.06.2013	5 321	261	26 241	9 058	9 522	50 403
Valeurs nettes au 31.12.2012	5 428	418	27 166	9 222	9 158	51 392

## 14 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES

### 14.1 INFORMATIONS SUR LES PRINCIPALES ENTREPRISES ASSOCIEES

<i>(en millions d'euros)</i>	Activité principale <sup>(1)</sup>	Quote-part d'intérêts dans le capital %	30.06.2013		31.12.2012	
			Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
RTE Réseau de Transport d'Electricité	T	100,00	4 946	345	4 818	408
ALPIQ	P	25,00	1 129	(4)	1 203	(201)
Taishan	P	30,00	774	-	693	-
Dalkia Holding	A	34,00	351	10	422	(1)
NTPC	P	40,00	139	14	123	27
Autres participations dans les entreprises associées			339	14	328	28
<b>Total</b>			<b>7 678</b>	<b>379</b>	<b>7 587</b>	<b>261</b>

(1) P= production, T= transport, A= autres.

### 14.2 RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE (RTE)

#### 14.2.1 ELEMENTS FINANCIERS DE RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	
Excédent brut d'exploitation	1 036
Résultat net	345
Capitaux propres au 30 juin 2013	4 946
Total bilan au 30 juin 2013	15 799
Endettement financier net au 30 juin 2013	6 824

#### 14.2.2 OPERATIONS ENTRE LE GROUPE EDF ET RTE

Au 30 juin 2013, 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 1<sup>er</sup> semestre 2013, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 1 773 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 1<sup>er</sup> semestre 2013 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 82 millions d'euros et 138 millions d'euros,
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 153 millions d'euros.

#### Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via des prêts pour un montant total de 1 204 millions d'euros au 30 juin 2013 (1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012). Les charges d'intérêts enregistrées par RTE au titre de ces prêts s'élèvent à 30 millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013.

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

### 14.3 ALPIQ

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5% et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, le prêt hybride des actionnaires et l'emprunt hybride public ont été comptabilisés en capitaux propres à compter de la réception des fonds dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées ».

## 15 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

### 15.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES ACTIFS FINANCIERS

La répartition courant / non courant des actifs financiers se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013			31.12.2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 177	13	<b>4 190</b>	3 167	12	<b>3 179</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	12 682	14 483	<b>27 165</b>	11 208	16 045	<b>27 253</b>
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	2	4	<b>6</b>	9	14	<b>23</b>
Juste valeur positive des dérivés de couverture	841	1 190	<b>2 031</b>	825	1 596	<b>2 421</b>
Prêts et créances financières	1 476	12 590	<b>14 066</b>	1 224	12 804	<b>14 028</b>
<b>Actifs financiers courants et non courants <sup>(1)</sup></b>	<b>19 178</b>	<b>28 280</b>	<b>47 458</b>	<b>16 433</b>	<b>30 471</b>	<b>46 904</b>

(1) Nets de dépréciation pour (1 095) millions d'euros au 30 juin 2013 ((1 111) millions d'euros au 31 décembre 2012).

## 15.2 DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS

### 15.2.1 ACTIFS FINANCIERS A LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RESULTAT

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 170	3 162
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	7	5
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	13	12
<b>Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat</b>	<b>4 190</b>	<b>3 179</b>

### 15.2.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013			31.12.2012		
	Actions <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	Total	Actions <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	6 986	6 288	<b>13 274</b>	7 328	7 890	<b>15 218</b>
Actifs liquides	3 411	8 718	<b>12 129</b>	3 715	6 574	<b>10 289</b>
Autres titres	1 695	67	<b>1 762</b>	1 676	70	<b>1 746</b>
<b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>	<b>12 092</b>	<b>15 073</b>	<b>27 165</b>	<b>12 719</b>	<b>14 534</b>	<b>27 253</b>

(1) Actions ou OPCVM.

Les actifs financiers disponibles à la vente classés en niveau 3 – modèles internes – correspondent principalement à des titres de sociétés non consolidés. Ils représentaient un montant de 615 millions d'euros au 31 décembre 2012 et aucune variation significative n'a été constatée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013.

#### 15.2.2.1 Actifs liquides

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 3 323 millions d'euros (3 249 millions d'euros au 31 décembre 2012).

#### 15.2.2.2 Autres titres

Au 30 juin 2013, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 661 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au « *decommissioning trust funds* » (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales),
- chez EDF, de titres AREVA pour 102 millions d'euros et Veolia Environnement pour 193 millions d'euros.

## 15.3 PRETS ET CREANCES FINANCIERES

Les prêts et créances intègrent 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 6 659 millions d'euros au 30 juin 2013 (6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012).

Par ailleurs, suite à l'accord avec les pouvoirs publics français, la créance constituée du déficit de la CSPE d'EDF au 31 décembre 2012 a été transférée des « autres débiteurs » à « prêts et créances financières » pour un montant de 4 879 millions d'euros (coûts de portage inclus). Au 30 juin 2013, le montant total de la créance s'élève à 4 916 millions d'euros.

Les autres prêts et créances financières intègrent les prêts d'EDF à RTE pour un montant de 1 204 millions d'euros au 30 juin 2013 (1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012).

## 16 CLIENTS ET COMPTES RATTACHES

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	20 999	20 518
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	3 199	2 927
Dépréciation	(1 102)	(948)
<b>Clients et comptes rattachés - valeur nette</b>	<b>23 096</b>	<b>22 497</b>

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 1<sup>er</sup> semestre 2013. Elles concernent principalement le groupe Edison, pour un montant de 653 millions d'euros sur le mois de juin 2013. 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 DEBITEURS

Au 30 juin 2013, les autres débiteurs intègrent pour 1 178 millions d'euros une créance correspondant à la CSPE à collecter principalement sur énergie livrée non facturée (997 millions d'euros au 31 décembre 2012).

## 18 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE

Au 30 juin 2013, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent principalement à la participation du Groupe dans SSE dont le processus de cession est en cours (voir note 4.2).

## 19 CAPITAUX PROPRES

### 19.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2013, le capital social d'EDF s'élève à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,5 euro chacune (inchangé par rapport au 31 décembre 2012).

### 19.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2013 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2012 de 1,25 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2012, le solde de 0,68 euro par action a été mis en paiement le 8 juillet 2013 pour un montant de 1 257 millions d'euros.

La possibilité offerte aux actionnaires d'opter pour le paiement en actions nouvelles d'EDF pour une quote-part de 0,10 euro par action de ce solde s'est traduite en juillet 2013 par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros correspondant à l'émission de 11 141 806 actions à la valeur nominale de 0,5 euro chacune, accompagnée d'une prime d'émission de 165 millions d'euros hors frais d'émission.

### 19.3 EMISSION DE TITRES SUBORDONNES A DUREE INDETERMINEE

Le Groupe a émis en janvier 2013 des titres subordonnés à durée indéterminée pour une valeur de 6 125 millions d'euros (nette des coûts de transaction). Les détails de cette émission sont présentés en note 3.1.

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013, aucun versement de coupon n'a été effectué en rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée.

### 19.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

#### 19.4.1 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A 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 :

(en millions d'euros)	30.06.2013		30.06.2012	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs dédiés d'EDF	420	217	598	98
Actifs liquides	19	16	47	17
Autres titres	20	-	(85)	68
<b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>	<b>459</b>	<b>233</b>	<b>560</b>	<b>183</b>

(1) + / ( ) : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) + / ( ) : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe

Les variations brutes de juste valeur sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013 concernent principalement :

- EDF pour 188 millions d'euros, dont 203 millions d'euros au titre des actifs dédiés,
- CENG pour 42 millions d'euros au titre du *Decommissioning Trust Fund*.

Les variations brutes de juste valeur sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 concernent principalement :

- EDF pour 487 millions d'euros, dont 500 millions d'euros au titre des actifs dédiés,
- EDF Inc. pour (25) millions d'euros sur les titres Exelon,
- CENG pour 31 millions d'euros au titre du *Decommissioning Trust Fund*.



## 19.4.2 INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013			30.06.2012		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	87	-	-	(24)	-	(1)
Couverture de change	(20)	(190)	4	21	53	9
Couverture d'investissement net à l'étranger	707	-	5	(729)	-	-
Couverture de matières premières	(304)	(141)	(1)	(417)	(294)	-
<b>Instruments financiers de couverture</b>	<b>470</b>	<b>(331)</b>	<b>8</b>	<b>(1 149)</b>	<b>(241)</b>	<b>8</b>

(1) + / ( ) : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) + / ( ) : augmentation / (diminution) du résultat – part du Groupe

## 20 PROVISIONS

### 20.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30.06.2013			31.12.2012		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	20.2	1 174	18 334	19 508	1 094	18 431	19 525
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20.2	257	20 882	21 139	225	20 754	20 979
<b>Provisions liées à la production nucléaire</b>	<b>20.2</b>	<b>1 431</b>	<b>39 216</b>	<b>40 647</b>	<b>1 319</b>	<b>39 185</b>	<b>40 504</b>
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		31	1 143	1 174	45	1 090	1 135
Provisions pour avantages du personnel	20.3	960	19 836	20 796	900	19 119	20 019
Autres provisions	20.4	1 875	1 711	3 586	1 618	1 873	3 491
<b>Total provisions</b>		<b>4 297</b>	<b>61 906</b>	<b>66 203</b>	<b>3 882</b>	<b>61 267</b>	<b>65 149</b>

## 20.2 PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE – AVAL DU CYCLE, DECONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013, les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

	31.12.2012	Augmentations	Diminutions		Autres Mouvements	30.06.2013
			Provisions Utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible usé	11 817	444	(235)	-	(252)	11 774
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 708	187	(126)	(23)	(12)	7 734
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>19 525</b>	<b>631</b>	<b>(361)</b>	<b>(23)</b>	<b>(264)</b>	<b>19 508</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 428	328	(85)	-	(79)	17 592
Provisions pour derniers cœurs	3 551	93	-	-	(97)	3 547
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>20 979</b>	<b>421</b>	<b>(85)</b>	<b>-</b>	<b>(176)</b>	<b>21 139</b>
<b>Provisions liées à la production nucléaire</b>	<b>40 504</b>	<b>1 052</b>	<b>(446)</b>	<b>(23)</b>	<b>(440)</b>	<b>40 647</b>

Les autres mouvements relatifs aux provisions liées à la production nucléaire correspondent à la contrepartie de la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF Energy pour (261) millions d'euros, dont (332) millions d'euros résultant d'écarts de conversion.

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	CENG	Autres	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	9 632	2 142	-	-	11 774
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 146	586	-	2	7 734
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire au 30.06.2013</b>	<b>16 778</b>	<b>2 728</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>19 508</b>
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2012</b>	<b>16 611</b>	<b>2 913</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>19 525</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 813	4 086	518	175	17 592
Provisions pour derniers cœurs	2 253	1 243	51	-	3 547
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 30.06.2013</b>	<b>15 066</b>	<b>5 329</b>	<b>569</b>	<b>175</b>	<b>21 139</b>
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2012</b>	<b>14 771</b>	<b>5 489</b>	<b>547</b>	<b>172</b>	<b>20 979</b>

## 20.2.1 PROVISIONS NUCLEAIRES 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.

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. Elle est basée sur un scénario industriel de stockage géologique établi en 2005.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011. Il prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires. L'ANDRA a rédigé un cahier des charges pour les études d'esquisse prenant en compte, en référence ou sous forme de variantes, une grande partie des options de conception proposées. Elle devrait être en mesure de proposer une évaluation des coûts du stockage fin 2013, après prise en compte des recommandations de l'ASN, de la Commission Nationale d'Evaluation et du débat public. Après consultation des producteurs de déchets et de l'ASN, le ministre chargé de l'Energie devrait arrêter l'évaluation de ces coûts et la rendre publique.

Le taux plafond prévu au 3<sup>ème</sup> alinéa de l'article 3 du décret du 23 février 2007 et défini dans l'article 3 de l'arrêté du 21 mars 2007 s'établit à 4,67% au 30 juin 2013. Compte tenu des discussions en cours entre les exploitants nucléaires et l'administration française concernant une révision du dispositif, le taux d'actualisation retenu est identique à celui utilisé au 31 décembre 2012 (soit 4,8%).

Par ailleurs, le taux d'inflation et la méthode de calcul pour l'évaluation des provisions sont identiques à ceux utilisés au 31 décembre 2012.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin juin 2013 et réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée.

	30.06.2013		31.12.2012	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	15 546	9 632	15 250	9 498
Gestion à long terme des déchets radioactifs	24 774	7 146	24 562	7 113
<b>Aval du cycle nucléaire</b>	<b>40 320</b>	<b>16 778</b>	<b>39 812</b>	<b>16 611</b>
Déconstruction des centrales nucléaires	22 326	12 813	22 174	12 578
Derniers cœurs	3 936	2 253	3 887	2 193
<b>Déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>26 262</b>	<b>15 066</b>	<b>26 061</b>	<b>14 771</b>

## 20.2.2 PROVISIONS NUCLEAIRES 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 2012.

Dans le cadre de ses procédures, EDF Energy réalise actuellement des travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires, dont la finalisation devrait intervenir sur le 2<sup>nd</sup> semestre 2013. Les conclusions de ces travaux pourraient conduire à une révision du montant des provisions enregistrées au passif avec cependant en contrepartie une révision à due concurrence de la créance à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* – NLF (ou du gouvernement britannique au cas où le NLF ne pourrait pas faire face à ses obligations).

## 20.3 AVANTAGES DU PERSONNEL

### 20.3.1 Groupe EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Provision pour avantages du personnel - part courante	960	900
Provision pour avantages du personnel - part non courante	19 836	19 119
<b>Provision pour avantages du personnel</b>	<b>20 796</b>	<b>20 019</b>

#### 20.3.1.1 Décomposition de la variation de la provision

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
<b>Solde au 31.12.2012</b>	<b>34 427</b>	<b>(14 408)</b>	<b>20 019</b>
Charge nette du 1 <sup>er</sup> semestre 2013	1 163	(276)	887
Variation des écarts actuariels	708	48	756
Cotisations versées aux fonds	-	(244)	(244)
Cotisations salariales	3	(3)	-
Prestations versées	(697)	112	(585)
Écarts de conversion	(302)	277	(25)
Mouvements de périmètre	(4)	-	(4)
Autres variations	(3)	(5)	(8)
<b>Solde au 30.06.2013</b>	<b>35 295</b>	<b>(14 499)</b>	<b>20 796</b>

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013
Coût des services rendus	(484)
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(52)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(3)
<b>Charges nettes en résultat d'exploitation</b>	<b>(539)</b>
Charges d'intérêts (actualisation)	(624)
Rendement attendu des actifs de couverture	276
<b>Charges nettes en résultat financier</b>	<b>(348)</b>
<b>Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme</b>	<b>(887)</b>

### 20.3.1.3 Provision pour avantages du personnel par segment

(en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>Engagements au 31.12.2012</b>	<b>27 264</b>	<b>6 166</b>	<b>50</b>	<b>529</b>	<b>418</b>	<b>34 427</b>
Charge nette du 1 <sup>er</sup> semestre 2013	897	235	3	18	10	1 163
Variation des écarts actuariels	391	304	2	(3)	14	708
Cotisations salariales	-	3	-	-	-	3
Prestations versées	(578)	(100)	(1)	(13)	(5)	(697)
Écarts de conversion	-	(298)	-	-	(4)	(302)
Mouvements de périmètre	-	-	-	(4)	-	(4)
Autres variations	-	-	(2)	(1)	-	(3)
<b>Engagements au 30.06.2013</b>	<b>27 974</b>	<b>6 310</b>	<b>52</b>	<b>526</b>	<b>433</b>	<b>35 295</b>
Juste valeur des actifs de couverture	(8 224)	(5 884)	-	(219)	(172)	<b>(14 499)</b>
<b>Provision au 30.06.2013 au titre des avantages du personnel</b>	<b>19 750</b>	<b>426</b>	<b>52</b>	<b>307</b>	<b>261</b>	<b>20 796</b>

(en millions d'euros)

	France	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>Engagements au 31.12.2012</b>	<b>27 264</b>	<b>6 166</b>	<b>50</b>	<b>529</b>	<b>418</b>	<b>34 427</b>
Juste valeur des actifs de couverture	(8 280)	(5 755)	-	(207)	(166)	<b>(14 408)</b>
<b>Provision au 31.12.2012 au titre des avantages du personnel</b>	<b>18 984</b>	<b>411</b>	<b>50</b>	<b>322</b>	<b>252</b>	<b>20 019</b>

## 20.3.2 Hypothèses actuarielles

### 20.3.2.1 France

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

(en %)

	30.06.2013	31.12.2012
Taux d'actualisation	3,40%	3,50%
Taux d'augmentation des salaires	2,00%	2,00%

En France, le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'Etat d'une durée comparable - OAT 2035, d'une durée de 15 ans homogène avec celle des engagements au personnel - auquel a été ajouté un *spread* calculé sur les obligations d'entreprises non financières de première catégorie, en tenant compte de leur durée.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à revoir le taux d'actualisation à 3,40% au 30 juin 2013.

### 20.3.2.2 Royaume-Uni

(en %)	30.06.2013	31.12.2012
Taux d'actualisation	4,60%	4,50%
Taux d'augmentation des salaires	3,50%	3,10%

## 20.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

### 20.4.1 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2012	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30.06.2013
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	192	150	-	-	-	(1)	341
Provisions pour risques fiscaux	414		(2)	-	-	2	414
Provisions pour litiges <sup>(1)</sup>	604	42	(119)	(15)	(1)	(4)	507
Provisions pour contrats onéreux	703	12	(78)	(7)	-	3	633
Provisions liées aux dispositifs environnementaux <sup>(2)</sup>	581	506	(274)	-	-	(23)	790
Autres provisions	997	173	(235)	(23)	(1)	(10)	901
<b>Total</b>	<b>3 491</b>	<b>883</b>	<b>(708)</b>	<b>(45)</b>	<b>(2)</b>	<b>(33)</b>	<b>3 586</b>

(1) Les provisions pour litiges incluent notamment une provision pour litige avec les organismes sociaux.

(2) 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.

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur des contrats de vente à long terme (2011-2021) de CENG pour 464 millions d'euros au 30 juin 2013 (461 millions d'euros au 31 décembre 2012). Les reprises de provisions attachées à ces contrats résultent de la différence sur l'exercice entre les revenus contractualisés et les revenus évalués sur la base des prix de marché à la date d'acquisition.

## 20.4.2 PASSIFS EVENTUELS

Les principales évolutions observées sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2012 en note 45 sont les suivantes.

### 20.4.2.1 Réseau d'Alimentation Général – Rejet du pourvoi de la Commission européenne

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Suite à ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de réouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission.

## 21 PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE

La variation des passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analyse comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Contre-valeur des biens	42 305	41 702
Financement concessionnaire non amorti	(20 680)	(20 182)
<b>Droits sur biens existants - valeurs nettes</b>	<b>21 625</b>	<b>21 520</b>
Amortissement du financement du concédant	10 749	10 453
Provisions pour renouvellement	10 640	10 578
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>21 389</b>	<b>21 031</b>
<b>Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>43 014</b>	<b>42 551</b>

Les passifs spécifiques des concessions sont évalués suivant des méthodes identiques à celles exposées dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012, en particulier dans la note 1.3.13.2 qui décrit l'impact d'une méthode alternative de calcul. Celle-ci conduirait à déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie.

## 22 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

### 22.1 REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013			31.12.2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	43 685	10 300	<b>53 985</b>	45 891	14 041	<b>59 932</b>
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 500	<b>3 500</b>	-	2 290	<b>2 290</b>
Juste valeur négative des dérivés de couverture	645	1 308	<b>1 953</b>	1 089	1 190	<b>2 279</b>
<b>Passifs financiers</b>	<b>44 330</b>	<b>15 108</b>	<b>59 438</b>	<b>46 980</b>	<b>17 521</b>	<b>64 501</b>

### 22.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

#### 22.2.1 VARIATIONS DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

<i>(en millions d'euros)</i>	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<b>Soldes au 31.12.2012</b>	<b>43 869</b>	<b>4 908</b>	<b>9 388</b>	<b>427</b>	<b>1 340</b>	<b>59 932</b>
Augmentations	314	943	902	-	33	<b>2 192</b>
Diminutions	(1 776)	(1 954)	(3 332)	(4)	(150)	<b>(7 216)</b>
Ecart de conversion	(352)	-	(32)	(1)	(3)	<b>(388)</b>
Mouvements de périmètre	-	(72)	19	18	-	<b>(35)</b>
Autres mouvements	(535)	45	(16)	(2)	8	<b>(500)</b>
<b>Soldes au 30.06.2013</b>	<b>41 520</b>	<b>3 870</b>	<b>6 929</b>	<b>438</b>	<b>1 228</b>	<b>53 985</b>

Les autres mouvements sur emprunts et dettes financières correspondent principalement à des variations de juste valeur pour un montant de (490) millions d'euros.

Aucun emprunt obligataire significatif n'a été émis sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013.

#### 22.2.2 ECHEANCIER DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

<i>(en millions d'euros)</i>	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	3 347	960	4 872	37	1 084	<b>10 300</b>
Entre un et cinq ans	10 546	900	577	130	67	<b>12 220</b>
A plus de cinq ans	27 627	2 010	1 480	271	77	<b>31 465</b>
<b>Emprunts et dettes financières au 30.06.2013</b>	<b>41 520</b>	<b>3 870</b>	<b>6 929</b>	<b>438</b>	<b>1 228</b>	<b>53 985</b>



### 22.2.3 LIGNES DE CREDIT

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 9 070 millions d'euros au 30 juin 2013 (8 598 millions d'euros au 31 décembre 2012).

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013			31.12.2012
	Total	Échéances		Total
		< 1 an	1 - 5 ans	
<b>Lignes de crédit confirmées</b>	<b>9 070</b>	<b>305</b>	<b>8 765</b>	<b>8 598</b>

### 22.2.4 JUSTE VALEUR DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013		31.12.2012	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
<b>Emprunts et dettes financières</b>	<b>62 986</b>	<b>53 985</b>	<b>71 671</b>	<b>59 932</b>

## 22.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30.06.2013	31.12.2012
Emprunts et dettes financières	22.2.1	53 985	59 932
Dérivés de couvertures des dettes		(478)	(797)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(6 065)	(5 874)
Actifs liquides	15.2.2	(12 129)	(10 289)
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint <sup>(1)</sup>		(1 602)	(1 397)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		18	-
<b>Endettement financier net</b>		<b>33 729</b>	<b>41 575</b>

(1) Dont 1 204 millions d'euros de prêts à RTE au 30 juin 2013 (1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012).

La baisse de l'endettement financier net observée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013 s'explique notamment par les effets de l'émission de titres subordonnés à durée indéterminée pour 6,1 milliards d'euros (voir note 3.1) et de l'affectation de la créance de CSPE aux actifs dédiés ayant permis une sortie d'actifs financiers du portefeuille pour un montant de 2,4 milliards d'euros (voir note 3.2).

## 23 AUTRES CREDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>30.06.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
Avances et acomptes reçus	6 839	6 491
Fournisseurs d'immobilisations	2 019	2 699
Dettes fiscales	5 426	4 922
Dettes sociales	3 120	3 166
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 986	4 004
Autres produits constatés d'avance	948	996
Autres dettes	3 888	2 977
<b>Autres créditeurs</b>	<b>26 226</b>	<b>25 255</b>
dont part non courante	3 888	4 218
dont part courante	22 338	21 037

### 23.1 AVANCES ET ACOMPTES RECUS

Au 30 juin 2013, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 140 millions d'euros (5 558 millions d'euros au 31 décembre 2012).

### 23.2 DETTES FISCALES

Au 30 juin 2013, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 996 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (747 millions d'euros au 31 décembre 2012).

### 23.3 PRODUITS CONSTATES D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 30 juin 2013, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 207 millions d'euros (2 183 millions au 31 décembre 2012).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

### 23.4 AUTRES DETTES

Au 30 juin 2013, les autres dettes incluent à hauteur de 1 257 millions d'euros le solde des dividendes à payer aux actionnaires d'EDF au titre de l'exercice 2012 suite à la décision de distribution prise lors de l'Assemblée générale du 30 mai 2013.

## 24 ENGAGEMENTS HORS BILAN

### 24.1 ENGAGEMENTS DONNES

<i>(en millions d'euros)</i>		30.06.2013	31.12.2012
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	24.1.2	21 664	20 529
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	24.1.4	522	367
Engagements donnés liés au financement	24.1.5	5 605	5 449

#### 24.1.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ENERGIES ET DE COMBUSTIBLES

Les engagements d'achats de matières premières, d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz) s'élèvent à 30 931 millions d'euros au 31 décembre 2012. Aucune variation significative n'a été constatée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013.

#### 24.1.2 ENGAGEMENTS DONNES LIES A L'EXECUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION

Au 30 juin 2013, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	453	486
Engagements sur commandes d'exploitation	4 650	4 379
Engagements sur commandes d'immobilisations	12 796	11 657
Autres engagements liés à l'exploitation	3 765	4 007
<b>Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation</b>	<b>21 664</b>	<b>20 529</b>

#### 24.1.3 ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR

Les engagements de location simple en tant que preneur s'élèvent à 4 165 millions d'euros au 31 décembre 2012. Aucune variation significative n'a été constatée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013.

#### 24.1.4 ENGAGEMENTS LIES AUX ACQUISITIONS DE TITRES DE PARTICIPATIONS ET D'ACTIFS

Les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Engagements d'acquisition de titres de participations	487	333
Autres engagements donnés liés aux investissements	35	34
<b>Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs</b>	<b>522</b>	<b>367</b>

Les engagements d'acquisition de titres au 30 juin 2013 incluent l'engagement relatif à l'acquisition d'une participation de 20% dans la société Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF), filiale du groupe Total. Cet investissement a vocation à être intégré au portefeuille des actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme d'EDF.

### 24.1.5 ENGAGEMENTS DONNES LIES AU FINANCEMENT

Les engagements donnés par le Groupe liés au financement au 30 juin 2013 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Sûretés réelles d'actifs	5 046	4 906
Garanties sur emprunts	263	218
Autres engagements liés au financement	296	325
<b>Engagements donnés liés au financement</b>	<b>5 605</b>	<b>5 449</b>

### 24.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Les engagements reçus détaillés ci-après ne comprennent pas les lignes de crédit (détaillées en note 22.2.3), les engagements de location simple en tant que bailleur et les engagements de livraison d'électricité.

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2013	31.12.2012
Engagements reçus liés à l'exploitation	1 521	1 557
Engagements reçus liés aux cessions de titres de participations et d'actifs	465	17
<b>Engagements reçus liés au financement</b>	<b>115</b>	<b>129</b>

Les engagements reçus liés aux cessions de titres de participation sont principalement liés aux effets de l'accord du Groupe avec EPH pour la cession de sa participation minoritaire de 49% dans SSE (voir note 4.2).

## 25 ACTIFS DEDIES 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 réglementation applicable sont exposés en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2012.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Présentation au bilan	30.06.2013	31.12.2012
Actions		6 986	7 328
Titres de dettes		5 638	6 937
<b>Actifs dédiés – actions et titres de dettes</b>	Actifs financiers disponibles à la vente	<b>12 624</b>	<b>14 265</b>
Dérivés de couverture de change / actions		(2)	13
Autres éléments		-	2
<b>Placements diversifiés obligataires et actions</b>		<b>12 622</b>	<b>14 280</b>
<b>RTE (50% de la participation détenue par le Groupe) <sup>(1)</sup></b>	Participations dans les entreprises associées	<b>2 473</b>	<b>2 409</b>
Créance de CSPE <sup>(2)</sup>	Prêts et créances financières	4 916	-
Portefeuille trésorerie	Actifs financiers disponibles à la vente	650	953
Dérivés de couverture	Juste valeur des dérivés de couverture	5	-
<b>Actifs sans risque</b>		<b>5 571</b>	<b>953</b>
<b>Total actifs dédiés</b>		<b>20 666</b>	<b>17 642</b>

(1) La valeur des titres RTE affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2012 est retraitée de l'impact de 16 millions d'euros lié à l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée.

(2) En application du décret du 23 février 2007, l'Etat a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF, aux actifs dédiés (voir note 3.2).

Suite à l'affectation de la créance de CSPE aux actifs dédiés sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013, l'objectif de couverture de 100% des provisions nucléaires de long terme est atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 264 millions d'euros (72 millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012).

Au 30 juin 2013, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 424 millions d'euros avant impôt (1 221 millions d'euros au 31 décembre 2012).

## 26 PARTIES LIEES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2012. 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 transactions avec RTE sont présentées en note 14.2.

---

## 27 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

### 27.1 ANNONCE D'UNE BAISSSE DE 3 POINTS DU TAUX D'IMPOT SUR LES SOCIETES AU ROYAUME-UNI

Une baisse de 3 points du taux d'impôt sur les sociétés a été annoncée le 2 juillet 2013 par le gouvernement britannique et a obtenu le « Royal assent » le 17 juillet 2013. Le taux d'impôt passera ainsi de 23% pour l'exercice fiscal 2013/2014 à 21% pour l'exercice fiscal 2014/2015, puis à 20% pour l'exercice fiscal 2015/2016.

Ce changement de taux d'impôt devrait avoir un impact favorable de l'ordre de 250 millions d'euros sur la charge d'impôt au titre de l'exercice 2013 du groupe EDF.



**KPMG Audit**  
1, cours Valmy  
92923 Paris La Défense Cedex  
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 2013**

Période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2013  
Electricité de France S.A.  
22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris



**KPMG Audit**  
1, cours Valmy  
92923 Paris La Défense Cedex  
France



**Deloitte & Associés**  
185, avenue Charles de Gaulle  
92524 Neuilly-sur-Sene 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 2013**

Période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2013

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 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2013, 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 aux comptes semestriels consolidés résumés :

- le changement de méthode comptable décrit en notes 1.2 et 2, et relatif à l'application au 1<sup>er</sup> janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée « Avantages du personnel » ;
- 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 20.2. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes 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 29 juillet 2013

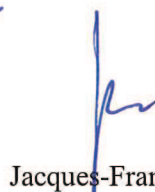
Les Commissaires aux comptes

**KPMG Audit**  
*Département de KPMG S.A.*


**Deloitte & Associés**



Bernard Cattenoz



Jacques-François Lethu



Alain Pons



Patrick E. Suissa