

**RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL**  
**30 JUIN 2012**

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 30 juillet 2012 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2012 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 2012 ») 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 2011.

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 2012**

**3. COMPTES CONSOLIDES RESUMES DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2012**

**4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIERE SEMESTRIELLE 2012 (PERIODE DU 1<sup>ER</sup> JANVIER AU 30 JUIN 2012)**

## 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 30 juillet 2012  
Henri Proglio  
Président-Directeur Général d'EDF

**RAPPORT SEMESTRIEL D'ACTIVITE  
AU 30 JUIN 2012**

---

## SOUS-SOMMAIRE

1. CHIFFRES CLES.....	7
2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2012.....	9
3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2011 ET 2012 .....	22
4. ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS.....	34
5. GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHES.....	39
6. OPERATIONS AVEC LES PARTIES LIEES.....	46
7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2012 .....	46
8. FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS .....	46
9. PERSPECTIVES FINANCIERES.....	49

## 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 2012 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 2012. 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 2012.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2012 du groupe EDF.

Les données comparatives 2011 sont retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi tel que prévu par les options de la norme IAS 19 (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés) et apparaissent dans les différents tableaux du rapport financier semestriel sous le libellé « 1<sup>er</sup> semestre 2011 retraité ».

Le premier semestre 2012 est marqué par la prise de contrôle du groupe Edison en date du 24 mai 2012 (cf. détails de l'opération au § 2.2.1.1). A compter de cette date, Edison est consolidé en intégration globale, le Groupe détenant 78,96% du capital et 80,7% des droits de vote d'Edison.

Par ailleurs, l'application de la norme IFRS 3 révisée s'est traduite par la comptabilisation en Autres produits et charges d'exploitation :

- d'un résultat de cession de -1 090 millions d'euros lié à la quote-part anciennement détenue
- d'un goodwill négatif de 1 023 millions d'euros.

Les chiffres clés du Groupe pour le premier semestre 2012 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en % sont calculées par rapport aux données retraitées du premier semestre 2011.

### Extrait du compte de résultat consolidé

	1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation En valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<i>(En millions d'euros)</i>					
Chiffre d'affaires	36 222	33 464	+2 758	+8,2	+7,1
Excédent brut d'exploitation (EBE)	9 075	8 675	+400	+4,6	+3,3
Résultat d'exploitation	5 602	5 366	+236	+4,4	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 792	3 556	+236	+6,6	
Résultat net part du Groupe	2 768	2 647	+121	+4,6	
Résultat net courant	2 945	2 671	+274	+10,3	

### Cash flow opérationnel

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel <sup>(1)</sup>	6 586	5 965	+621	+10,4

(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

<i>(En millions d'euros)</i>	30 juin 2012	31 décembre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Endettement financier net	39 716	33 285	+6 431	+19,3
Capitaux propres – part du Groupe	29 147	28 483	+664	+2,3
Endettement financier net/EBE	<b>2,5</b> <sup>(1)</sup>	<b>2,2</b>		

(1) Ratio au 30 juin 2012 calculé sur la base de l'EBE cumulé du second semestre 2011 et du premier semestre 2012, avec numérateur et dénominateur à périmètre comparable : dette et EBE Edison pris en compte à 100%.



## 2. ELEMENTS DE CONJONCTURE ET EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2012

### 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 2012, les prix de l'énergie en Europe ont été impactés par la forte variabilité des prix des combustibles ainsi que par une vague de froid majeure qui a touché l'Europe au cours du mois de février.

##### 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 2012 en base (€/MWh)	48,6	53,9	77,4	42,7
Variation 2012/2011 des moyennes en base sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-4,8%	-5,2%	+14,8%	-18,9%
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2012 en pointe (€/MWh)	62,4	61,1	88,7	52,7
Variation 2012/2011 des moyennes en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre	+0,5%	-3,0%	+16,6%	-15,2%

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 48,6 €/MWh au premier semestre, en baisse de 2,4 €/MWh par rapport à l'année dernière, en raison de l'important repli des prix des permis d'émission de CO<sub>2</sub> et du charbon. La vague de froid du mois de février a limité ce mouvement baissier, puisque, sans ce mois, le prix moyen du premier semestre 2012 aurait été de 42,0 €/MWh en base.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité sont en légère baisse de 5%. Si le mix énergétique britannique accorde habituellement une place importante aux centrales à Cycles Combinés à Gaz (CCG), le recul des prix du charbon et des permis d'émission du CO<sub>2</sub> a conduit à une utilisation plus importante des centrales charbon au détriment des CCG. Les prix spot de l'électricité sont donc en recul, malgré la stabilité des prix du gaz.

En **Italie**, les prix ont fortement augmenté de près de 15%, en raison principalement de la hausse des prix du gaz italien.

En **Allemagne**, les prix ont diminué de 19% par rapport au premier semestre 2011, en raison de l'évolution des prix des combustibles et d'une importante production d'origine éolienne et photovoltaïque. L'Allemagne, dont la demande électrique est faiblement thermo-sensible, a été moins impactée que la France par la vague de froid.

<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.

### 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 2012 en base (€/MWh)	51,2	59,4	75,1	50,9
Variation 2012/2011 des moyennes en base sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-10,7%	-5,5%	+2,2%	-9,5%
Prix à terme en base au 30 juin 2012	50,3	60,9	70,2	48,8
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2012 en pointe (€/MWh)	64,5	67,2	83,1	62,7
Variation 2012/2011 des moyennes en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-10,0%	-5,1%	-0,8%	-9,1%
Prix à terme en pointe au 30 juin 2012	63,2	68,0	76,5	59,5

Les contrats annuels base européens sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2011, en raison du recul des prix des combustibles et de la hausse de mars 2011 consécutive à l'accident de Fukushima qui avait affecté le niveau des prix sur le deuxième trimestre 2011.

En **France**, le contrat annuel base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 10,7% à celui constaté au premier semestre 2011. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et des permis d'émission de CO<sub>2</sub>.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant d'avril A+1 à fin mars A+2, recule de 5,5 % malgré la stabilité des prix du gaz à terme en raison de l'évolution de l'utilisation du mix énergétique observée sur le court terme.

En **Italie**, le contrat annuel en base progresse de 2,2% tandis que le contrat en pointe est en léger recul de 0,8%.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base diminue également par rapport au premier semestre 2011, au cours duquel un moratoire sur les unités nucléaires les plus anciennes avait été mis en place suite à l'accident de Fukushima. Outre l'évolution des prix des combustibles, le prix des contrats à terme a été impacté par la progression importante du parc photovoltaïque installé (progression de 10 GW environ sur un an), ce qui a fait baisser les prix sur les échéances estivales. Le prix du contrat annuel allemand a été supérieur au prix français durant tout le second semestre 2011 avant de redevenir moins cher au mois de mars 2012.

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

Le prix des permis d'émission de CO<sub>2</sub> de la phase II (2008-2012) pour livraison en décembre 2012 s'est établi en moyenne à 7,5 €/t au cours du premier semestre 2012. Au premier semestre 2012, les prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sont inférieurs à la moitié du prix où elle s'échangeait au premier semestre 2011 (15,9 €). Le niveau de prix observé au cours du premier semestre 2012 s'inscrit toutefois dans la continuité du second semestre 2011.

Malgré la vague de froid de février qui a conduit à une sollicitation accrue des moyens thermiques à flamme entraînant un léger rebond du prix des permis d'émission de CO<sub>2</sub>, le marché des permis d'émission de CO<sub>2</sub> reste sur-alloué du fait des différentes crises qui entraînent un ralentissement de l'activité industrielle en Europe depuis 2008 et de l'absence de prise en compte des effets conjoints des politiques environnementales européennes les unes sur les autres (dispositif de permis d'émission, développement des énergies renouvelables et directive efficacité énergétique). Les acteurs sont en attente d'éventuelles mesures de la part de la Commission européenne pour

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

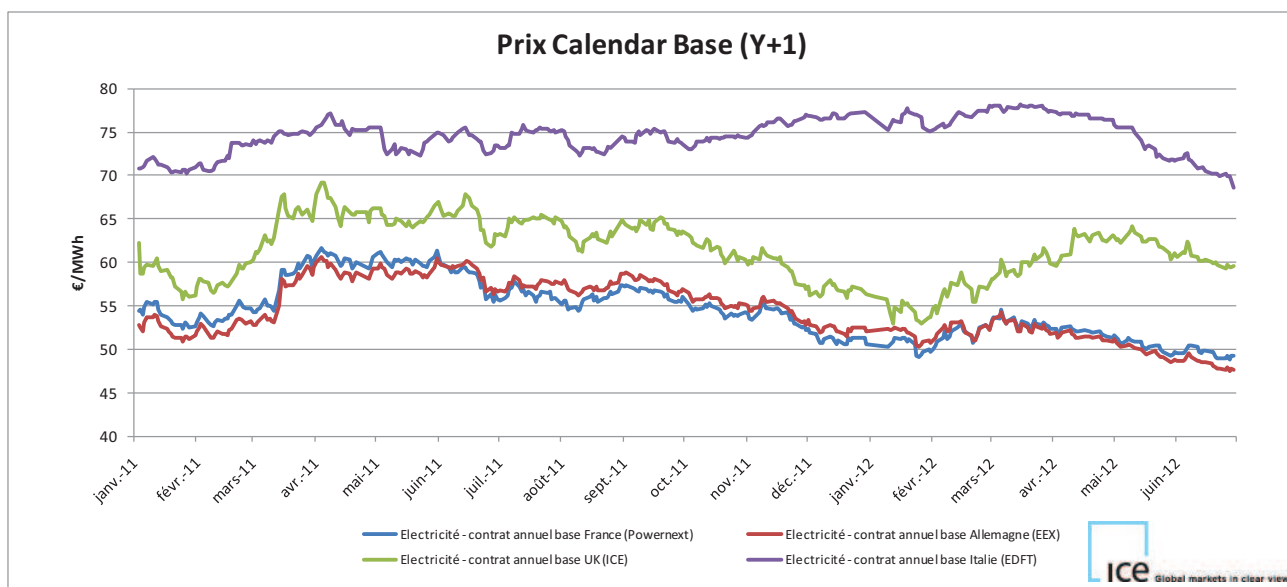
Italie : cotation moyenne EDF T de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2012 puis avril 2013 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1<sup>er</sup> avril au 31 mars).

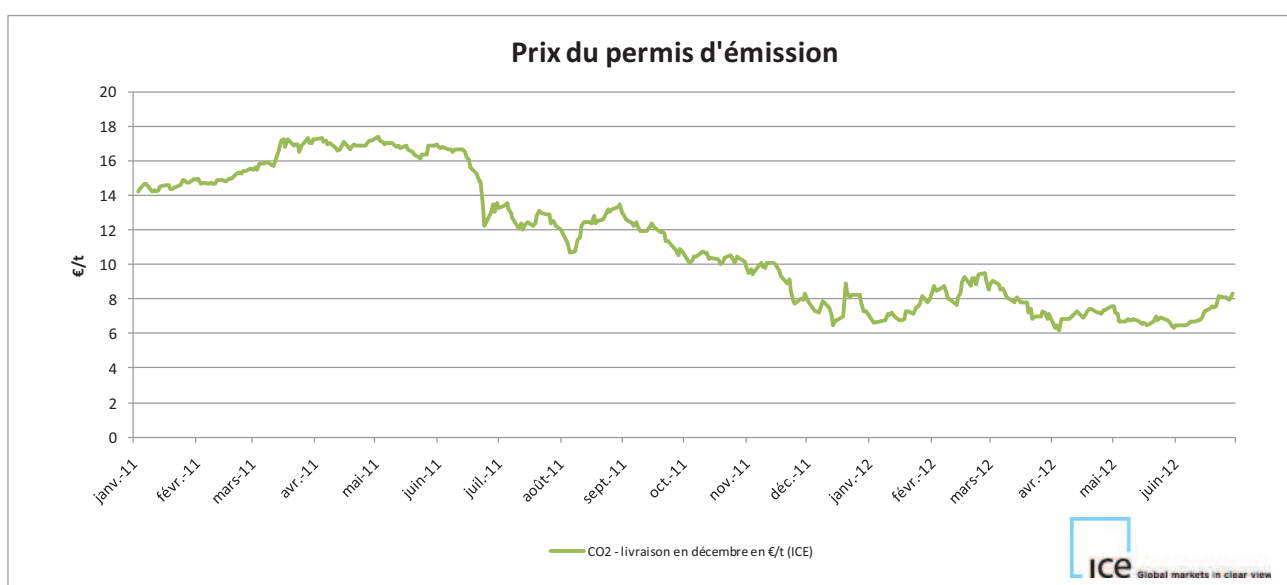
<sup>3</sup> Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase II (2008-2012).

rééquilibrer l'offre et la demande de la phase 3 (2013-2020) par une réduction du nombre de permis d'émission mis à disposition lors des enchères. Une telle mesure impacterait à la fois le prix des permis d'émission phase 3 et phase 2 compte tenu du fait que les permis d'émission phase 2 pourront être échangés contre des permis phase 3, voire utilisés en phase 3.

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



### Evolution des prix des permis d'émission de CO<sub>2</sub> (phase II 2008-2012)



#### 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 2012	109,2	113,6	64,8
Variation 2012/2011 des moyennes sur le 1 <sup>er</sup> semestre	-13,1%	+2,0%	-0,2%
Plus haut au 1 <sup>er</sup> semestre 2012	118,2	126,2	70,0
Plus bas au 1 <sup>er</sup> semestre 2012	95,1	89,2	60,0
Prix fin 1 <sup>er</sup> semestre 2011	128,6	112,5	68,3
Prix fin 1 <sup>er</sup> semestre 2012	98,6	97,8	61,7

Les prix à terme du **charbon** sont en baisse en moyenne par rapport au premier semestre 2011, en raison principalement de perspectives économiques moroses en Europe qui viennent déprimer la demande. Sur le court terme, l'équilibre offre-demande est extrêmement détendu en raison notamment d'importations de charbon américain bon marché et d'une demande faible de la part des électriciens. Les stocks importants ont maintenu une pression baissière sur les prix à terme. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2013 termine le semestre sous les 100 \$.

Le cours du **pétrole** a été en moyenne légèrement plus élevé qu'au premier semestre 2011. Le prix du baril de Brent a été globalement haussier sur le premier trimestre de l'année en raison de craintes des acteurs de voir l'offre diminuer : menace de conflits potentiels avec l'Iran, problèmes au Sud Soudan, grève sur des sites pétroliers au Yémen. Au cours du deuxième trimestre, le baril a baissé fortement, annulant la hausse du premier trimestre. Ce repli est principalement dû à des inquiétudes sur la demande, en raison de la publication régulière de mauvais indicateurs macro-économiques concernant l'Europe, les Etats-Unis et la Chine. Au niveau de l'offre, les inquiétudes concernant l'Iran se sont éloignées et les producteurs de l'OPEP ont annoncé leur souhait de voir un baril moins cher.

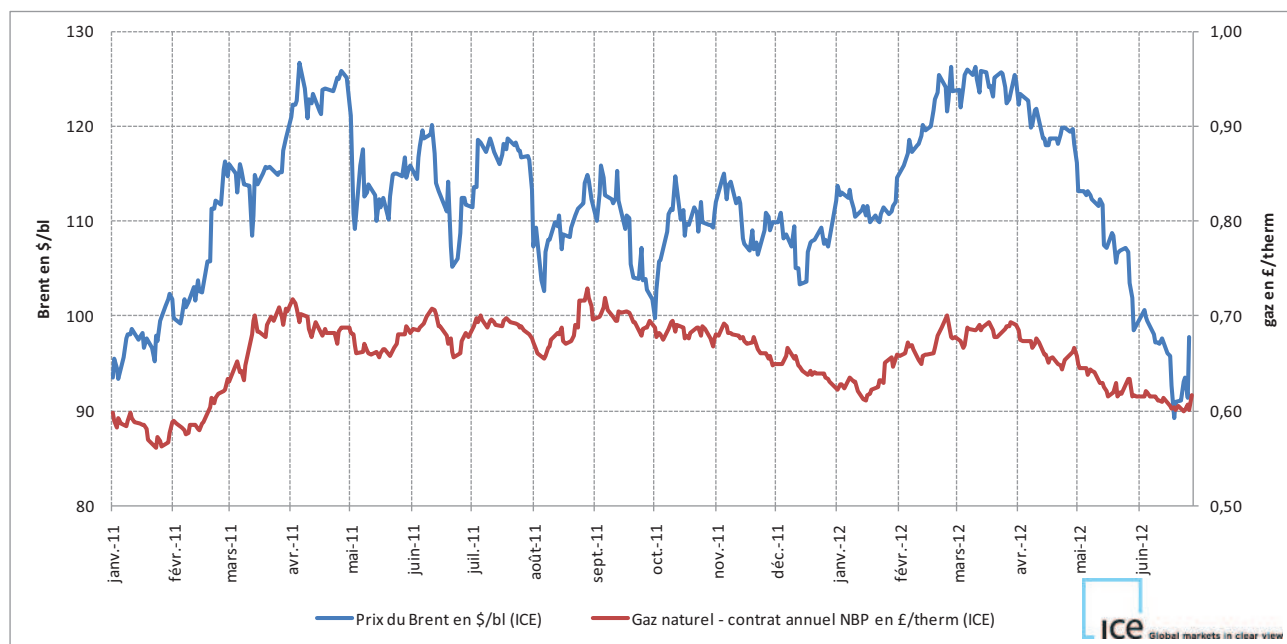
Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** au Royaume-Uni a été similaire à celui du premier semestre 2011. Le prix du contrat gazier 2012 a globalement suivi l'évolution des prix du pétrole : hausse sur le premier trimestre puis baisse. Sur le premier trimestre, le prix du gaz à terme a augmenté de plus de 6 p/th. Après un mois de janvier doux, la vague de froid de février a entraîné une sollicitation importante des stocks. En mars la forte demande de gaz observée depuis plusieurs mois dans les pays asiatiques a incité les opérateurs GNL à détourner leurs cargaisons vers ces destinations, venant ainsi réduire l'offre à destination du Royaume-Uni. Au deuxième trimestre, une demande largement sous les normales au Royaume-Uni a permis de reconstituer les stocks en vue de l'hiver prochain, tandis que la baisse du pétrole pesait également sur les prix via les formules d'indexation des contrats long terme.

<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 pence/therm.

## Evolution des prix du gaz naturel et du pétrole



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

Sur le premier semestre 2012, la consommation globale d'électricité en **France** a augmenté de 3,0% par rapport à 2011. Cet écart s'explique essentiellement par des températures plus basses que la normale, notamment début février. A nombre de jours et températures constants, la variation est égale à -0,5%.

Pour le premier semestre 2012, la consommation intérieure d'électricité estimée est en augmentation de 1,2% au **Royaume-Uni** ; elle s'est contractée de 2,8% en **Italie** par rapport au premier semestre 2011 (-3,3% à nombre de jours et températures constants).

La consommation de gaz naturel en **France** a progressé de 9% au premier semestre 2012 par rapport au premier semestre 2011. Cette hausse est liée en grande partie à un effet climatique, notamment aux températures basses des mois de février et d'avril.

La consommation intérieure estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en progression de 5,2% ; celle-ci a diminué de 2,3% en Italie.

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

En **France**, par un arrêté du 20 juillet 2012, le Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a rehaussé les tarifs réglementés de vente de l'électricité de 2,0% pour chacune des catégories tarifaires bleu

<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.

(résidentiel), jaune et vert (industriels et grandes entreprises). L'augmentation est entrée en vigueur à compter du 23 juillet 2012.

En application des textes législatifs et réglementaires en vigueur, ces tarifs doivent a minima couvrir les coûts, comptables selon la CRE, des opérateurs historiques.

Suite à sa délibération du 19 juillet 2012 portant avis sur le projet d'arrêté ci-dessus, la CRE a émis les avis suivants :

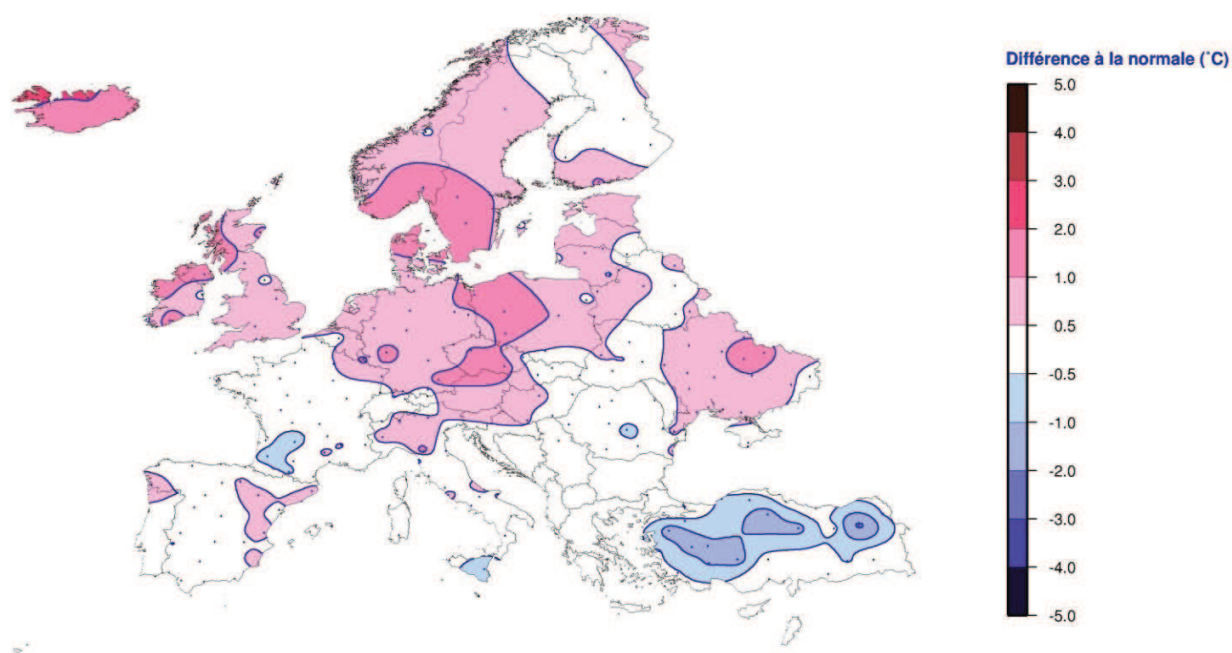
- avis favorable au projet d'arrêté pour ce qui concerne les tarifs verts, qui couvrent les coûts constatés 2011 et prévisionnels 2012 ;
- avis défavorable pour les tarifs jaunes, qui, s'ils couvrent les coûts constatés 2011, ne couvrent pas les coûts prévisionnels 2012 ;
- avis défavorable pour les tarifs bleus, qui ne couvrent ni les coûts constatés 2011 ni les coûts prévisionnels 2012.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a diminué ses tarifs gaz pour les clients résidentiels de -5% au 7 février 2012. En 2011, ses tarifs de l'électricité et de gaz avaient augmenté le 2 mars 2011, respectivement de 7,5% et de 6,5%, puis le 10 novembre 2011, respectivement de 4,5% et de 15,4%.

## 2.1.4. CONDITIONS CLIMATIQUES

### 2.1.4.1. Températures

#### Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2012 à juin 2012<sup>7</sup>



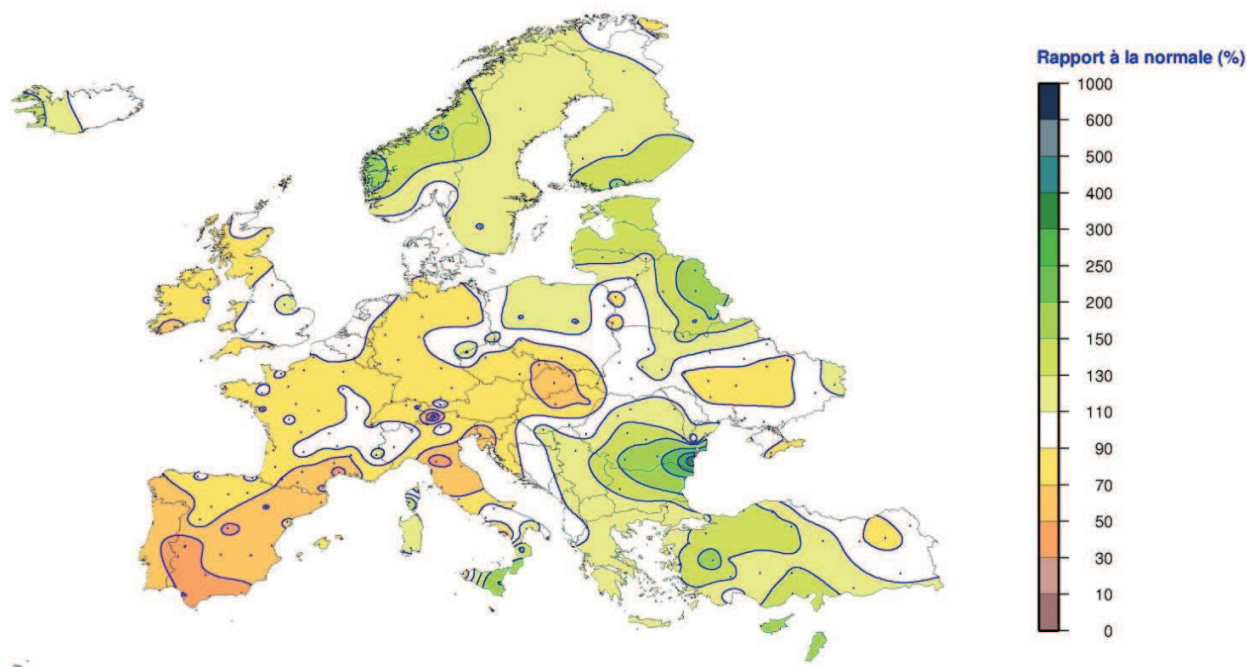
Après un mois de janvier globalement doux et sec, une forte vague de froid a été observée sur la première quinzaine du mois de février, les températures étant inférieures de 4,6°C aux normales sur le mois. Celle-ci a été suivie par un mois de mars chaud, puis par un deuxième trimestre proche de la normale. Sur le semestre, les températures se sont avérées voisines de la normale en France, mais très sensiblement supérieures en Scandinavie et en Europe du Nord.

<sup>7</sup> Rapport à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2012 à juin 2012.

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 2012 à juin 2012<sup>8</sup>



Sur le premier semestre 2012, la pluviométrie est contrastée en Europe : le temps a été très sec sur la péninsule ibérique, en Italie et en Europe centrale, alors qu'il a été très pluvieux en Scandinavie et en Europe orientale.

Sur la France, les pluies cumulées de janvier à juin sont voisines de la normale mais masquent une forte variabilité temporelle entre les mois de février et mars, secs, et les mois d'avril et mai, très pluvieux, qui ont compensé ce déficit.

Le productible hydraulique en France a connu des niveaux très bas en février et mars mais est remonté à un niveau voisin de la normale sur mai et juin. Il reste toutefois déficitaire en cumul sur le premier semestre 2012 compte tenu de précipitations insuffisantes dans le sud de la France (Pyrénées et Alpes du Sud notamment), où sont situés de nombreux sites de production hydraulique.

<sup>8</sup> Rapport à la normale semestrielle des précipitations moyennes de janvier 2012 à juin 2012.

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. PRISES DE PARTICIPATIONS

#### 2.2.1.1. Finalisation de la prise de contrôle d'Edison

Suite à la levée des conditions suspensives, le groupe EDF a finalisé le 24 mai 2012 avec ses partenaires italiens l'opération de prise de contrôle du groupe d'énergie Edison. Dans ses principes, l'accord final est conforme à l'accord préliminaire signé le 26 décembre 2011 entre les parties.

Le Groupe prend ainsi le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans Transalpina di Energia - TdE (50%) pour un montant total de 784 millions d'euros, correspondant à un prix négocié de 0,89 euro par action Edison.

Au terme de cette opération, le Groupe détient 78,96% du capital et 80,7% des droits de vote d'Edison.

Simultanément à la prise de contrôle d'Edison, Delmi a acquis, tel que prévu par le contrat précédemment annoncé, la participation de 50% d'Edison dans Edipower pour un montant de 684 millions d'euros et celle de 20% d'Alpiq dans Edipower pour un montant de 200 millions d'euros. Cette opération, ainsi que les remboursements de prêts d'actionnaires, ont permis d'améliorer la position de liquidité et de diminuer l'endettement financier net d'Edison.

Suite à l'autorisation de la Consob délivrée le 27 juin 2012, EDF a lancé le 2 juillet 2012 une offre publique obligatoire sur le solde des actions ordinaires non détenues par EDF soit 19,36% des actions ordinaires d'Edison à un prix de 0,89 euro par action. Sauf prolongation, la clôture interviendra le 3 août 2012.

#### 2.2.1.2. Reprise des activités de Photowatt et prise de contrôle de PV Alliance

Le 27 février 2012, le Tribunal de Commerce de Vienne a retenu l'offre du groupe EDF pour la reprise des activités de Photowatt. Cette opération, et celle réalisée concurremment impliquant le CEA, permettent au Groupe, via sa filiale EDF Energies Nouvelles Réparties, de reprendre les actifs de Photowatt ainsi que 100% de sa filiale PV Alliance et d'obtenir une licence d'exclusivité mondiale pour la technologie de l'hétérojonction, actuellement en cours de développement.

Dans le cadre de cette opération, le Groupe s'est mobilisé pour proposer une offre d'emploi, au sein d'EDF SA ou d'ERDF, à chacun des salariés non repris dans la nouvelle structure.

#### 2.2.1.3 Acquisition de la société Enerest

Electricité de Strasbourg a acquis le 1<sup>er</sup> avril 2012 une participation de 100% dans la société Enerest, fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg. Le prix d'acquisition s'élève à 139 millions d'euros. Suite à la réalisation d'un bilan d'ouverture provisoire, des actifs incorporels (principalement au titre de la relation clients et de la marque « Gaz de Strasbourg ») ont été valorisés pour 38 millions d'euros avant effets d'impôt. Le goodwill provisoire enregistré dans les comptes consolidés au 30 juin 2012 au titre de cette opération s'établit à 90 millions d'euros.

### 2.2.2. PROJETS D'INVESTISSEMENT

#### 2.2.2.1. Flamanville 3

Le premier semestre 2012 a été marqué par la détection de défauts sur les consoles du pont de manutention du bâtiment réacteur. Suite à analyse, EDF a décidé de procéder au remplacement de ces consoles, destinées à fixer le pont de manutention du bâtiment réacteur sur l'enceinte interne.

<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).



Une partie des activités a été adaptée pour intégrer ces modifications, le reste du chantier se poursuivant selon le planning prévisionnel :

- construction du bâtiment diesel nord
- mise en place des supports des générateurs de vapeur et des pompes primaires dans le bâtiment réacteur
- fin du génie civil principal des 4 bâtiments de sauvegarde
- démarrage de l'installation des tambours filtrant de la station de pompage pour filtrer l'eau de refroidissement.

Fin juin, le degré d'avancement des travaux de génie civil est de 92% et de 30% pour les montages électromécaniques.

#### **2.2.2.2. Appel d'offres remporté pour l'éolien offshore français**

Le 6 avril 2012, le consortium européen mené par le groupe EDF a été élu lauréat de l'appel d'offres éolien offshore français pour les projets de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp. Ces projets, correspondant à près de 1500 MW de nouvelles capacités qui seront installées après 2015, s'accompagnent d'un projet industriel ambitieux qui représente la création d'environ 7 500 emplois directs et indirects, avec notamment la fabrication en France de l'éolienne Haliade 150 d'Alstom.

#### **2.2.2.3. Prises de position d'EDF Energies Nouvelles sur les marchés marocain et sud-africain**

Le 16 avril 2012, le consortium mené par EDF Energies Nouvelles, en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co, a été retenu comme « soumissionnaire de préférence » par l'Office National d'Electricité marocain pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. EDF Energies Nouvelles a également annoncé la création d'une filiale locale, EDF EN Maroc, qui pilotera son développement au Maroc.

Le 30 mai 2012, EDF Energies Nouvelles a également été retenu comme soumissionnaire de préférence par le département de l'énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud lancé en août 2011. Représentant une puissance totale de 104 MW, les projets de Chaba (20,6 MW), Waainek (23,3 MW) et Grassridge (59,8 MW) sont situés dans la région de l'Eastern Cape. Ils seront équipés de turbines Vestas, d'une puissance unitaire de 3 MW. Leur construction devrait démarrer en 2013 pour des mises en service d'ici la fin 2014.

#### **2.2.2.4. Lancement d'Electranova Capital**

Le 15 mai 2012, EDF a annoncé s'être associé à Idinvest Partners, acteur spécialisé et reconnu dans le financement des PME, pour créer un fonds de capital risque baptisé Electranova Capital. Ce fonds est doté d'une capacité d'investissement minimum de 60 millions d'euros, dont 30 millions de participation d'EDF et 10 millions de la part d'Allianz. Il est destiné à financer, en France et en Europe, de jeunes entreprises innovantes du secteur de l'énergie via des prises de participation minoritaires, afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone.

#### **2.2.2.5. Mise en place de la cuve de la tranche 1 de l'EPR de Taishan**

La construction du réacteur EPR de Taishan en Chine, coordonnée par les équipes d'EDF, CGNPC (China Guangdong Nuclear Power Company) et Areva, a franchi une nouvelle étape clé de son développement début juin 2012 avec l'introduction de la cuve dans le bâtiment réacteur de l'unité 1, suivie de son installation à son emplacement définitif dans le puits de cuve. Cette opération marque le début des travaux de mise en place des équipements de la chaudière nucléaire parallèlement à l'installation des matériels et circuits auxiliaires.

#### **2.2.2.6. Nouvelle centrale nucléaire de Hinkley Point C**

Le 19 juin 2012, la joint-venture Bouygues TP/Laing O'Rourke a été désignée « soumissionnaire de préférence » suite à l'appel d'offres concernant la construction d'une centrale nucléaire au Royaume-Uni. Ce contrat, d'un montant approchant 2 milliards de livres sterling, devrait créer 4 000 emplois. Le projet, dont la réalisation est soumise à la décision d'investissement fin 2012 par EDF Energy, prévoit la construction du gros-œuvre des îlots nucléaire et conventionnel et des structures support.

### 2.2.2.7. Extension de la durée d'exploitation des réacteurs AGR<sup>11</sup> au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy prévoit une extension moyenne de 7 ans de la durée d'exploitation de l'ensemble de ses réacteurs AGR. Ceux-ci sont répartis sur 7 sites, à raison de deux par site. Cette prolongation a un impact direct sur la durée d'amortissement de ces réacteurs.

### 2.2.2.8. Travaux pour conformité avec les prescriptions de l'ASN sur le parc nucléaire

Suite aux prescriptions présentées par l'ASN le 28 juin 2012 dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, EDF confirme son engagement à réaliser des travaux visant au renforcement du niveau de sûreté de ses installations nucléaires. Ces travaux sur le parc nucléaire s'inscrivent dans le programme d'investissement global du Groupe à l'horizon 2015.

EDF a d'ores et déjà engagé un plan d'action conformément aux prescriptions techniques de l'ASN comme par exemple :

- la mise en place de la Force d'Action Rapide du Nucléaire qui sera capable d'intervenir, en cas d'urgence, sur n'importe quel réacteur en France d'ici la fin de l'année 2012
- l'évolution des centres locaux de crise pour gérer des événements extrêmes
- le processus d'appel d'offres pour la fabrication des diesels d'ultime secours.

## 2.2.3 ACCREDITATIONS

### 2.2.3.1. Une nouvelle accréditation pour EDF : le FTSE4Good Index

Le 12 mars 2012, à la suite d'une analyse indépendante approfondie et au regard de critères sociaux, environnementaux et de sûreté nucléaire, le *FTSE4Good Policy Committee* a approuvé l'admission du groupe EDF au sein de l'index FTSE4Good. EDF fait donc désormais partie des cinq opérateurs nucléaires mondiaux qui répondent aux critères stricts développés et suivis par le *FTSE4Good Policy Committee*. Ces derniers ont été conçus pour identifier et mesurer la performance des sociétés qui travaillent à la protection durable de l'environnement, développent des relations positives avec l'ensemble des parties prenantes et œuvrent à la promotion et au respect des droits de l'Homme.

### 2.2.3.2. L'expertise du groupe en matière de formation reconnue par deux distinctions

L'Université Groupe du Management d'EDF, qui s'adresse aux 12 000 managers du Groupe, vient de remporter le 13<sup>ème</sup> prix de l'excellence et de l'innovation de *Corporate University Xchange*, référence mondiale en matière de formation professionnelle en entreprise. Cette distinction récompense un programme de formation réalisé avec l'Institut d'Economie Industrielle de *Toulouse School of Economics* pour des dirigeants d'ERDF, filiale du groupe EDF, et portant sur les mécanismes de l'économie concessionnaire dans le secteur de la distribution d'électricité.

Quelques semaines auparavant, l'expertise du Groupe en matière de formation avait déjà reçu une accréditation internationale, le *Corporate Learning Improvement Process*.

## 2.2.4. ENVIRONNEMENT REGLEMENTAIRE

### 2.2.4.1. France

#### 2.2.4.1.1. Loi NOME et ARENH

La Commission européenne a annoncé le 12 juin 2012 avoir validé sous conditions les aides présentes dans les tarifs réglementés de vente en France. La Commission avait ouvert une enquête en 2007 au sujet des tarifs réglementés de vente aux entreprises (tarifs jaune, vert et TaRTAM). La loi NOME a entre-temps modifié le contexte législatif et

<sup>11</sup> Réacteurs avancés refroidis au gaz.

réglementaire français en supprimant le TaRTAM, en fixant la fin des tarifs jaune et vert d'ici fin 2015 et en mettant en place l'accès régulé au nucléaire (ARENH) pour tous les fournisseurs de clients en France à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2011 à un prix de 42€/MWh pour 2012.

Chaque semestre, les fournisseurs font une demande d'ARENH pour la période à venir. Lors des trois premiers guichets, la demande des fournisseurs s'est élevée à plus de 30 TWh d'ARENH chaque semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes techniques.

Après enquête, la Commission européenne conclut que les tarifs aux entreprises constituent des aides d'Etat mais qu'elles sont néanmoins compatibles avec le droit européen aux conditions suivantes :

- le maintien du prix de l'ARENH à 42€/MWh jusqu'à l'approbation par la Commission de la méthodologie de fixation du prix de l'ARENH
- l'orientation progressive vers les coûts chaque année après l'été 2012 puis la disparition effective des tarifs jaune et vert fin 2015.

Cette décision clôt l'enquête de la Commission ouverte au titre des aides d'Etat.

#### **2.2.4.1.2. CSPE**

La CSPE (Contribution aux charges de 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 est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. La loi de finances rectificative de juillet 2011 a apporté une dérogation au calendrier de hausse de la CSPE, en répartissant la hausse du 1<sup>er</sup> janvier 2012 de 3€/MWh pour moitié le 31 juillet 2011 et pour moitié le 1<sup>er</sup> juillet 2012. Une hausse de la taxe de 1,5 €/MWh est ainsi intervenue le 1<sup>er</sup> juillet 2012 portant celle-ci à 10,5 €/MWh.

Depuis 2007, les recettes ne compensent pas les charges de service public de l'électricité supportées par l'entreprise qui augmentent régulièrement, principalement du fait de la hausse des achats des volumes d'énergie éolienne et solaire bénéficiant du régime de l'obligation d'achat. Les charges des ELD et d'Electricité de Mayotte étant intégralement compensées, le déficit du mécanisme est porté seulement par EDF et engendre dans ses comptes au 30 juin 2012 un produit à recevoir de 4,5 milliards d'euros. Fin 2012, il pourrait approcher 5 milliards d'euros.

EDF demande expressément que soient reconnus et compensés d'une part le coût de portage de ce déficit depuis l'origine et d'autre part les frais de gestion des obligations d'achat qui ne sont pas couverts par le mécanisme actuel. Ainsi, EDF a inscrit ces charges dans sa déclaration des charges de service public de 2011 à la CRE.

En juin 2012, la Cour des comptes a remis un rapport sur la CSPE à la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité. La Cour a constaté la hausse actuelle et future des charges de service public. Elle relève que des charges supportées par EDF, coûts de portage du déficit de compensation et coûts de gestion des obligations d'achat, ne sont pas compensées par le mécanisme et reconnaît que la demande de reconnaissance des coûts de portage « n'est pas économiquement infondée ». Elle identifie des pistes de réflexion pour limiter l'impact des futures hausses de CSPE sur le consommateur d'électricité, telles que l'élargissement de l'assiette du financement à d'autres énergies, l'utilisation d'autres sources de recettes ayant pour origine l'électricité et la révision des règles d'exonération actuelle.

Par ailleurs, le décret du 6 mars 2012 a permis l'automatisation de l'attribution des tarifs sociaux d'électricité. En effet, environ 1,3 million de ménages français pourraient bénéficier des tarifs sociaux alors que seuls 600 000 ménages en ont bénéficié en 2011.

#### **2.2.4.1.3. Décret d'application de l'article 225 de la loi Grenelle 2**

La publication par le Gouvernement du décret d'application de l'article 225 de la loi Grenelle 2 le 26 avril 2012 instaure un reporting obligatoire dans leur rapport de gestion des informations sociales, environnementales et sociétales de la part des entreprises de plus de 500 salariés et dont le total de bilan ou le montant net du chiffre

---

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

d'affaires dépasse 100 millions d'euros. Ce reporting extra financier doit faire l'objet d'une vérification par un organisme tiers indépendant.

Le groupe EDF a donc évalué l'impact du décret sur son organisation, mais également sur celle des filiales françaises concernées (Electricité de Strasbourg et ERDF). Cette évaluation, qui vient en complément de celles effectuées dès 2011 et vérifiées par ses Commissaires aux comptes, organismes tiers retenus, a permis au Groupe de vérifier la conformité du système déjà mis en place depuis plusieurs années et d'engager les améliorations nécessaires.

#### **2.2.4.2. Belgique**

Le gouvernement belge a imposé une nouvelle régulation du marché de l'énergie via la loi du 29 mars 2012, qui gèle l'indexation à la hausse des paramètres variables prévus dans les contrats de gaz et d'électricité pour 9 mois à compter du 1<sup>er</sup> avril 2012. Cette régulation affecte EDF Luminus sur l'exercice 2012 et ce de façon accrue au second semestre.

Le 4 juillet 2012, le gouvernement a pris la décision de fermer les centrales nucléaires de Doel1 et Doel2 (qui ne sont pas exploitées par EDF) en 2015 et de prolonger jusqu'à 2025 l'exploitation de la centrale de Tihange 1 dans le cadre du "plan pour la sécurité d'approvisionnement en électricité" présenté par le secrétaire d'Etat à l'Energie Melchior Wathelet. Le Conseil des ministres a également prévu que 1000 MW nucléaires seraient mis à la disposition du marché, pour accroître la concurrence entre les fournisseurs et permettre que les prix proposés aux consommateurs et aux entreprises soient les plus bas possibles.

#### **2.2.4.3. Hongrie**

Un amendement à la loi sur l'électricité adopté le 16 mars 2011 a mis fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011, et prévoit que les tarifs chaleur seront désormais régulés, les prix devant être fixés par le gouvernement hongrois sur proposition du régulateur et non plus par accord de gré à gré entre fournisseurs et clients. Cet amendement affecte en particulier BE ZRt.

Après une période de transition au dernier trimestre 2011, de nouveaux tarifs chaleur, plus favorables, ont été publiés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012 et ont permis de couvrir les coûts associés.

Les discussions relatives à la prise en compte des coûts pour l'hiver prochain sont en cours entre BE ZRt et le régulateur.

#### **2.2.4.4. Royaume-Uni**

Le ministre britannique de l'Energie et du changement climatique, Ed Davey, a présenté le 22 mai 2012 un projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité, qui doit attirer quelque 110 milliards de livres sterling (136 milliards d'euros) d'investissements dans le nucléaire et les énergies renouvelables en une décennie. La principale innovation de cette réforme est l'instauration de « contracts for difference » (ou CFD), un mécanisme contractuel qui garantirait l'équilibre économique des nouveaux moyens de production d'électricité à faibles émissions de CO<sub>2</sub>, ce qui regroupe à la fois les énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse...) et les centrales nucléaires. Dans le cadre de tels contrats, EDF serait compensé s'il vendait l'électricité produite par les nouveaux réacteurs en-dessous d'un prix convenu et reverserait à l'inverse le surplus s'il la commercialisait à un prix plus élevé.

La promulgation de cette réforme est prévue pour 2012.

### **2.2.5. GOUVERNANCE**

#### **2.2.5.1. Conseil d'administration**

Par décret du 13 février 2012, François Loos, Président 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 Philippe Van de Maele.

Par décret du 7 mai 2012, Marie-Christine Lepetit, Chef du service de l'inspection générale des finances, a été nommée membre du Conseil d'administration d'EDF, en qualité de représentant de l'Etat, en remplacement de Pierre-Marie Abadie. Par ailleurs, le Conseil d'administration, lors de sa séance du 24 mai 2012, a nommé Mme Lepetit, membre du Comité de la stratégie, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité d'éthique.

Le Conseil d'administration compte désormais 4 femmes sur les 18 membres qui le constituent, soit une proportion de 22 % tous collèges confondus.

Pierre-Marie Abadie, Directeur de l'énergie à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) rattachée au ministre de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie, a été nommé par arrêté du 15 juin 2012 commissaire du Gouvernement auprès d'EDF.

### 3. ANALYSE DE L'ACTIVITE ET DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2011 ET 2012

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2011 et 2012 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.

A compter de la prise de contrôle d'Edison, les données Edison ont été consolidées en intégration globale.

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité <sup>13</sup>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>36 222</b>	<b>33 464</b>
Achats de combustible et d'énergie	(17 950)	(14 964)
Autres consommations externes	(4 595)	(4 483)
Charges de personnel	(5 783)	(5 420)
Impôts et taxes	(1 597)	(1 511)
Autres produits et charges opérationnels	2 778	1 589
<b>Excédent brut d'exploitation (EBE)</b>	<b>9 075</b>	<b>8 675</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	98	(28)
Dotations aux amortissements	(3 283)	(3 131)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(94)	(208)
(Pertes de valeur) / reprises	(294)	(269)
Autres produits et charges d'exploitation	100	327
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 602</b>	<b>5 366</b>
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 810)</b>	<b>(1 810)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>3 792</b>	<b>3 556</b>
Impôts sur les résultats	(1 235)	(995)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	343	262
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>2 900</b>	<b>2 823</b>
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	132	176
<b>Dont résultat net part du Groupe</b>	<b>2 768</b>	<b>2 647</b>
<b>Résultat net par action en euro</b>	<b>1,50</b>	<b>1,43</b>
<b>Résultat net dilué par action en euro</b>	<b>1,50</b>	<b>1,43</b>

<sup>13</sup> Données 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel.

### 3.1. CHIFFRE D'AFFAIRES

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 8,2% et en croissance organique de 7,1%.

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

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	36 222	33 464	+2 758	+8,2	+7,1

La croissance du chiffre d'affaires est constituée par une croissance organique de 2 381 millions d'euros (soit 7,1%) et dans une moindre mesure, par des effets de périmètre (+121 millions d'euros) ainsi que des effets de change (+256 millions d'euros). Ces derniers résultent principalement de l'appréciation de la devise britannique par rapport à l'euro.

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

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>France</b>	<b>20 706</b>	<b>19 495</b>	<b>+1 211</b>	<b>+6,2</b>	<b>+6,2</b>
Royaume-Uni	4 821	4 390	+431	+9,8	+3,1
Italie	3 607	3 052	+555	+18,2	+16,5
Autre International	4 009	3 800	+209	+5,5	+6,3
Autres activités	3 079	2 727	+352	+12,9	+11,0
<b>Total hors France</b>	<b>15 516</b>	<b>13 969</b>	<b>+1 547</b>	<b>+11,1</b>	<b>+8,4</b>
<b>Chiffre d'affaires du Groupe</b>	<b>36 222</b>	<b>33 464</b>	<b>+2 758</b>	<b>+8,2</b>	<b>+7,1</b>

Au premier semestre 2012, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 42,8% du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 41,7% au premier semestre 2011.

##### 3.1.2.1. France

#### Evolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 20 706 millions d'euros, en croissance organique de 6,2% par rapport au premier semestre 2011.

Le chiffre d'affaires électricité progresse du fait d'effets prix et tarifs positifs à hauteur de 439 millions d'euros, attribuables essentiellement aux hausses de tarif intervenues au 1<sup>er</sup> juillet 2011 et en raison d'un effet climat et volumes (649 millions d'euros), lié en particulier à la vague de froid observée en février 2012.

Le reste de la progression du chiffre d'affaires France provient principalement de l'augmentation des ventes de gaz.

Au 30 juin 2012, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 80,3%, en retrait de 1,2 point par rapport à fin juin 2011.

**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 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	20 706	19 495	+1 211	+6,2
Activités non régulées	19 639	18 510	+1 129	+6,1
Activités réseaux	6 891	6 289	+602	+9,6
Activités insulaires	443	427	+16	+3,7
Eliminations	(6 267)	(5 731)	-536	+9,4

La hausse de 6,1% du **chiffre d'affaires des activités non régulées** s'explique principalement par l'impact favorable du climat au premier semestre 2012 et l'augmentation des ventes de gaz.

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** est en forte augmentation, tiré par la hausse du tarif de distribution à hauteur de 243 millions d'euros et la hausse des volumes vendus liés au climat.

### Bilan électrique

La production nucléaire s'établit au premier semestre 2012 à 207,8 TWh contre 218,4 TWh au premier semestre 2011. Cette contraction de plus de 10 TWh s'explique par un planning d'arrêts de tranche beaucoup plus chargé qu'au premier semestre 2011 et des arrêts fortuits plus nombreux, alors que le 1<sup>er</sup> semestre 2011 avait bénéficié d'une disponibilité du parc exceptionnelle.

La production hydraulique s'élève à 20,0 TWh, en amélioration par rapport au premier semestre 2011 (+5,9 TWh) caractérisé par une hydraulité historiquement faible.

La production thermique à flamme s'élève à 7,0 TWh, soit +1,0 TWh par rapport au premier semestre 2011.

Les volumes vendus aux clients finals (y compris à Eurodif et aux entreprises locales de distribution) sont en hausse de +6,0 TWh. Le différentiel de températures entre les deux semestres explique à lui seul une hausse de +7,9 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 30,1 TWh par rapport au premier semestre 2011 principalement du fait des ventes à l'ARENH sur le premier semestre 2012 (à hauteur de 30,2 TWh), sans équivalent sur le premier semestre 2011. Au premier semestre 2012, hors VPP<sup>18</sup>, EDF a été acheteur net à hauteur de 17,2 TWh sur les marchés. Les livraisons au titre des VPP (16,6 TWh) sont, pour leur part, en diminution par rapport au premier semestre 2011 en raison de la fin de ce mécanisme d'enchères en 2011.

<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 4 821 millions d'euros au premier semestre 2012, en augmentation de 9,8% et en hausse organique de 3,1% par rapport au premier semestre 2011. L'effet change favorable (+295 millions d'euros) est lié à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

L'activité bénéficie d'effets prix favorables sur l'ensemble des segments, portée par la hausse des prix de gros.

Le chiffre d'affaires enregistre par ailleurs des effets volumes défavorables, en raison d'un recul des ventes aux entreprises lié à la concurrence agressive. Cette baisse est partiellement compensée par la hausse des volumes vendus aux clients résidentiels, notamment en raison d'une augmentation du nombre de comptes clients, compte tenu de la compétitivité d'EDF Energy<sup>19</sup>.

### 3.1.2.3. Italie

La contribution de l'**Italie**<sup>20</sup> au chiffre d'affaires du Groupe est de 3 607 millions d'euros, en progression de 18,2% et en croissance organique de 16,5%.

Le chiffre d'affaires d'**Edison** augmente de 556 millions d'euros (+19,9%) et de 510 millions d'euros en croissance organique (+18,2%), essentiellement sous l'effet de l'évolution du prix des matières premières. Il inclut un effet périmètre positif à hauteur de 46 millions d'euros, correspondant au passage en intégration globale à partir du 1<sup>er</sup> juin 2012, à la cession d'Edipower en 2012 et à la cession de la centrale de Taranto en octobre 2011.

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires bénéficie d'une hausse des prix de l'électricité, partiellement compensée par un effet volume négatif auprès des clients finals et sur les marchés de gros.

Dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires est en forte hausse en raison du renchérissement des prix des matières premières et de la hausse des volumes de production en Exploration-Production liés aux installations mises en service courant 2011.

### 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 4 009 millions d'euros au premier semestre 2012, en augmentation de 209 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011, soit +5,5%.

Les effets de change entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2012 s'élèvent à -40 millions d'euros. Les effets périmètre du segment sont essentiellement liés aux changements de méthode de consolidation des filiales polonaises Zielona Gora et Kogeneracja<sup>21</sup>.

Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 6,3% par rapport au premier semestre 2011.

Cette progression provient pour l'essentiel de la Belgique et, dans une moindre mesure, de l'Autriche.

En **Belgique**, le chiffre d'affaires de 1 935 millions d'euros présente une croissance organique de 9,9% qui résulte principalement d'une hausse du chiffre d'affaires relative aux activités d'optimisation gaz, sans impact significatif sur la marge. Cette évolution tient compte également d'une hausse des volumes vendus de gaz aux clients particuliers liée à un effet climat.

<sup>19</sup> Fournisseur le moins cher du marché britannique sur l'offre duale standard électricité / gaz (contrat Direct Debit)

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

<sup>21</sup> Passage d'intégration proportionnelle à intégration globale le 16 février 2012 dans le cadre de l'acquisition des participations détenues par EnBW dans ces sociétés.

En **Autriche**, le chiffre d'affaires de 305 millions d'euros est en très forte croissance organique de 56,4%, essentiellement en raison du développement de l'activité d'optimisation sans impact significatif sur la marge.

### 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 3 079 millions d'euros au premier semestre 2012, en augmentation de 352 millions d'euros soit 12,9% et en croissance organique de 11,0% par rapport au premier semestre 2011.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 41,6% par rapport au premier semestre 2011. Cette croissance résulte principalement de la croissance de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés. Elle est également portée par la hausse de l'activité Production en raison de l'augmentation des capacités en exploitation, l'effet étant équitablement réparti entre l'Europe et l'Amérique du Nord.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**<sup>22</sup> est en diminution organique par rapport au premier semestre 2011 (-8,0%), malgré une bonne performance de trading en Europe.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 38 millions d'euros (+3,2%).

---

<sup>22</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 4,6% et en croissance organique de 3,3%.

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	36 222	33 464	+2 758	+8,2	+7,1
Achats de combustible et d'énergie	(17 950)	(14 964)	-2 986	+20,0	+18,5
Autres consommations externes	(4 595)	(4 483)	-112	+2,5	+2,0
Charges de personnel	(5 783)	(5 420)	-363	+6,7	+6,0
Impôts et taxes	(1 597)	(1 511)	-86	+5,7	+5,7
Autres produits et charges opérationnels	2 778	1 589	+1 189	+74,8	+73,9
<b>Excédent brut d'exploitation (EBE)</b>	<b>9 075</b>	<b>8 675</b>	<b>+400</b>	<b>+4,6</b>	<b>+3,3</b>

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

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 9 075 millions d'euros au premier semestre 2012, en hausse de 4,6% par rapport au premier semestre 2011, et en croissance organique de 3,3%. Les effets de change de +72 millions d'euros résultent de la variation favorable de la devise britannique par rapport à l'euro. Les effets de périmètre de +45 millions d'euros concernent principalement Edison.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 17 950 millions d'euros au premier semestre 2012, en augmentation de 2 986 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011 (+20,0%) et en croissance organique de 18,5%. En **France**, la hausse organique de 1 610 millions d'euros, soit 22,9%, s'explique essentiellement par une augmentation des obligations d'achat (à hauteur de 702 millions d'euros, par ailleurs compensées par la CSPE comptabilisée en autres produits et charges opérationnels) et des achats de gaz en liaison avec la progression du chiffre d'affaires. Au **Royaume-Uni**, la hausse organique de 158 millions d'euros (+6,7%) s'explique essentiellement par la hausse du coût de l'énergie et des tarifs de transport. En **Italie**, la hausse organique de 512 millions d'euros (+20,5%) provient principalement du renchérissement des coûts d'approvisionnement en gaz. Sur le segment **Autre International**, la hausse organique de 352 millions d'euros (+13,9%) est liée principalement à la hausse des volumes vendus en Belgique et en Autriche dans le cadre des activités d'optimisation.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 4 595 millions d'euros, en augmentation de 112 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011 (+2,5%). La variation organique est de +2,0%. Cette évolution est localisée essentiellement sur le segment **Autres activités**, principalement sur EDF Energies Nouvelles (+114 millions d'euros) en lien avec la hausse du chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 5 783 millions d'euros, en augmentation de 363 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011 (+6,7%). La variation organique est de +6,0%. Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel s'élèvent à 4 345 millions d'euros, en évolution organique de +6,6% par rapport au premier semestre 2011 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 cotisations sociales employeur (consécutives à l'élargissement de l'assiette de cotisations).

Les **impôts et taxes** s'établissent à 1 597 millions d'euros au premier semestre 2012, en augmentation de 86 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011, soit +5,7% (identique en croissance organique). Cette variation inclut une hausse des impôts et taxes en France supportés par l'activité Production.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 2 778 millions d'euros au premier semestre 2012, en augmentation de 1 189 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011 et en variation organique de 73,9%. En **France**, la variation est due à la hausse de la CSPE pour 658 millions liée à l'augmentation de la compensation des obligations d'achat et à l'effet positif de la fin du dispositif TaRTAM en juillet 2011. Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 82 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.

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

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<b>France</b>	<b>6 072</b>	<b>5 733</b>	<b>+339</b>	<b>+5,9</b>	<b>+6,3</b>
Royaume-Uni	1 075	1 186	-111	-9,4	-16,1
Italie	211	218	-7	-3,2	-14,2
Autre International	552	638	-86	-13,5	-17,2
Autres activités	1 165	900	+265	+29,4	+28,4
<b>Total hors France</b>	<b>3 003</b>	<b>2 942</b>	<b>+61</b>	<b>+2,1</b>	<b>-2,6</b>
<b>EBE Groupe</b>	<b>9 075</b>	<b>8 675</b>	<b>+400</b>	<b>+4,6</b>	<b>+3,3</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 6 072 millions d'euros, en augmentation de 5,9% par rapport au premier semestre 2011 et en croissance organique de 6,3%. Cette contribution représente 66,9% de l'EBE du Groupe au premier semestre 2012 contre 66,1% au premier semestre 2011.

##### Ventilation<sup>23</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 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>6 072</b>	<b>5 733</b>	<b>+339</b>	<b>+5,9</b>
<b>Activités non régulées</b>	<b>3 974</b>	<b>4 168</b>	<b>-194</b>	<b>-4,7</b>
<b>Activités réseaux</b>	<b>1 942</b>	<b>1 447</b>	<b>+495</b>	<b>+34,2</b>
<b>Activités insulaires</b>	<b>156</b>	<b>118</b>	<b>+38</b>	<b>+32,2</b>

L'EBE des activités non régulées est en recul de -4,7%. Cette évolution intègre essentiellement l'effet de la baisse de la production nucléaire, pour -392 millions d'euros, en partie compensée par l'amélioration de la production hydraulique, pour +276 millions d'euros, avec un effet climat défavorable (-223 millions d'euros) essentiellement dû à la vague de froid qui a suscité un pic de demande satisfaite à un coût élevé. La hausse des tarifs réglementés de vente en 2011 qui se traduit par un faible effet positif de +79 millions d'euros sur la part énergie hors acheminement, conjuguée à l'effet favorable des contrats long terme et participations (+159 millions d'euros) permettent de compenser la hausse des dépenses liées aux arrêts de tranche et des cotisations sociales employeur.

<sup>23</sup> Ventilation explicitée dans la partie 3.1.2.1 de ce rapport.

L'EBE des activités réseaux est en croissance de 34,2%, en raison de la hausse tarifaire de la part acheminement, de l'effet climat positif et de l'impact négatif de la régularisation du taux de perte sur exercices antérieurs constaté en 2011 sans équivalent en 2012.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 32,2% du fait de la hausse des tarifs et de la régularisation de la CSPE sur exercices antérieurs.

#### 3.2.2.2. Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 075 millions d'euros au premier semestre 2012, en recul de -9,4% et en baisse organique de -16,1% par rapport au premier semestre 2011. L'effet change favorable lié à l'appréciation de la livre sterling face à l'euro s'élève à 80 millions d'euros.

L'EBE enregistre principalement la fin de l'effet positif de la valorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy, pour -100 millions d'euros en effet organique par rapport au premier semestre 2011.

Par ailleurs, la production nucléaire, qui a diminué de -1,2 TWh à 29,8 TWh, a eu un effet défavorable sur l'EBE à hauteur de 57 millions d'euros. Cette baisse de production s'explique principalement par la saisonnalité des arrêts programmés de maintenance des centrales, plus nombreux au premier semestre 2012 qu'au premier semestre 2011.

#### 3.2.2.3. Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 211 millions d'euros, en recul de 3,2% et en baisse organique de -14,2%.

Dans un contexte caractérisé par une pression concurrentielle persistante en Italie et une contraction de la demande, la contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 161 millions d'euros au premier semestre 2012 contre 158 millions d'euros au premier semestre 2011, en évolution organique de -21 millions d'euros, soit -13,3%.

L'EBE de l'activité électricité est en baisse, principalement en raison d'une contraction des marges unitaires sur le marché des clients finals et d'une moindre production hydraulique par rapport au premier semestre 2011.

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE s'élève à 46 millions d'euros, en forte progression par rapport au premier semestre 2011 grâce aux bons résultats de l'Exploration-Production et à l'effet favorable de la renégociation avec Promgas de contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel, finalisée le 21 juillet 2011. Toutefois, ces activités restent 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. Des renégociations ou des procédures d'arbitrage ont été engagées pour restaurer la profitabilité de ces contrats. Les décisions d'arbitrage sur les contrats d'approvisionnement, en Libye avec comme partenaire ENI et au Qatar avec comme partenaire Rasgas, sont attendues sur le second semestre 2012.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe est en baisse organique de 11 millions d'euros entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2012 et reflète un contexte industriel morose en Italie et en Pologne.

#### 3.2.2.4. Autre International

L'EBE du segment **Autre International** est en baisse de 86 millions d'euros, soit 13,5% et en diminution organique de 17,2%.

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 41 millions d'euros, liée principalement à une contraction des marges en raison de la hausse des prix du charbon et des combustibles biomasse.

Le **Brésil** enregistre une diminution organique de 33 millions d'euros de son EBE liée notamment à deux arrêts majeurs programmés de la centrale de Norte Fluminense au premier semestre 2012 et au niveau exceptionnellement élevé des exportations au premier semestre 2011.

Aux **Etats-Unis**, l'EBE est en décroissance organique (-17 millions d'euros), ce qui s'explique par la diminution de la marge réalisée par CENG compte tenu de la baisse des prix de marché de l'électricité et de l'augmentation du nombre de jours d'arrêts programmés entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2012. Cette évolution est partiellement compensée par le ralentissement des dépenses sur le projet Calvert Cliffs 3 chez UniStar et par une maîtrise des coûts de structure dans la holding EDF Inc.

En **Hongrie**, l'EBE est en décroissance organique (-12 millions d'euros), en particulier chez BE ZRt dont les marges sont en baisse suite à l'évolution du contexte réglementaire de juillet 2011, comme présenté au § 2.2.4.3.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 3 millions d'euros. Il enregistre l'effet défavorable des nouveaux mécanismes de régulation entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> avril et présentés en § 2.2.4.2.

### 3.2.2.5. Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 165 millions d'euros, en augmentation de 265 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011 et en croissance organique de +28,4%.

La contribution d'**EDF Energies Nouvelles** à l'EBE du Groupe est en progression organique de 70,5% par rapport au premier semestre 2011, en lien avec le développement des activités Développement-Vente d'Actifs Structurés d'une part et Production d'autre part.

L'EBE d'**EDF Trading** est en baisse de 8,4% par rapport au premier semestre 2011, en lien avec la marge de trading.

L'EBE de **Dalkia** est en décroissance organique de 40 millions d'euros soit -29,0%, en raison de conditions dégradées de l'activité en Italie.

### 3.3. RESULTAT D'EXPLOITATION

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

<i>(En millions d'euros)</i>	1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	9 075	8 675	+400	+4,6
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières, hors activités de trading	98	(28)	+126	n.a.
Dotations aux amortissements	(3 283)	(3 131)	-152	+4,9
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(94)	(208)	+114	-54,8
(Pertes de valeur) / reprises	(294)	(269)	-25	+9,3
Autres produits et charges d'exploitation	100	327	-227	-69,4
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 602</b>	<b>5 366</b>	<b>+236</b>	<b>+4,4</b>

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 5 602 millions d'euros au premier semestre 2012, en augmentation de 236 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011. Ceci s'explique principalement par l'augmentation de l'excédent brut d'exploitation, partiellement compensée par la diminution des autres produits et charges d'exploitation ainsi que l'accroissement des dotations aux amortissements.

#### 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 -28 millions d'euros au premier semestre 2011 à +98 millions d'euros au premier semestre 2012. Les évolutions positives sont principalement localisées sur les segments **Autres activités**, **Royaume-Uni** et **Autre International** (Belgique).

#### 3.3.2. DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

Les dotations aux amortissements augmentent de 4,9% par rapport au premier semestre 2011.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements (+89 millions d'euros), notamment liée aux remplacements de gros composants et aux travaux d'investissements sur les tranches en exploitation et ce malgré l'effet favorable du changement d'estimation de la durée de vie de certains actifs de distribution.

Au **Royaume-Uni**, les dotations aux amortissements bénéficient sur le premier semestre 2012 d'un effet favorable de 92 millions d'euros lié à la prise en compte de l'extension moyenne de 7 ans de la durée d'exploitation des réacteurs des centrales nucléaires RAG<sup>24</sup> par rapport à la date de fermeture prévue au moment de l'acquisition de British Energy en janvier 2009.

En **Italie**, la hausse des volumes de production d'hydrocarbures chez Edison a entraîné une hausse des charges d'amortissement. Par ailleurs, dans le secteur de l'Exploration-Production, Edison a poursuivi ses efforts d'exploration, qui se sont traduits par deux découvertes en Norvège pour un montant estimé de 18 milliards de m<sup>3</sup>

<sup>24</sup> Réacteurs avancés refroidis au gaz.

de réserves de gaz (20% quote-part Edison). Les dépenses d'exploration qui s'y rattachent sont comptabilisées en charge sur le semestre.

Chez **EDF Energies Nouvelles**, les mises en service du parc de production conduisent à une hausse des charges d'amortissement de 26 millions d'euros.

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

La diminution de 114 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession au premier semestre 2012 par rapport au premier semestre 2011 est attribuable à ERDF. Elle s'explique essentiellement par une moindre dotation de 71 millions d'euros compte tenu des probabilités de renouvellement des ouvrages d'ici à la fin des contrats, ainsi que par l'impact favorable de 19 millions d'euros sur la dotation à la provision pour renouvellement du changement d'estimation de la durée de vie de certains ouvrages de distribution publique.

### 3.3.4. PERTES DE VALEUR / REPRISES

Au premier semestre 2011, des pertes de valeur étaient constatées d'une part dans le segment **Autres activités** chez Dalkia sur la zone Italie et dans une moindre mesure sur la zone Espagne pour un total de 174 millions d'euros, et d'autre part chez Edison en **Italie** sur des actifs de production pour 60 millions d'euros.

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

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

Au premier semestre 2011, les autres produits et charges d'exploitation incluaient la plus-value de cession d'EnBW pour 327 millions d'euros.

Au premier semestre 2012, ils comprennent 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), 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 2012	1 <sup>er</sup> semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 240)	(1 107)	-133	+12,0
Effets de l'actualisation	(1 562)	(1 524)	-38	+2,5
Autres produits et charges financiers	992	821	+171	+20,8
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 810)</b>	<b>(1 810)</b>	<b>0</b>	<b>+0,0</b>

Le résultat financier correspond à une charge de 1 810 millions d'euros au premier semestre 2012, stable par rapport au premier semestre 2011. Ceci s'explique par :

- une augmentation des charges d'intérêts (+12,0%) résultant de l'augmentation de la dette brute du Groupe ;



- une augmentation des charges d'actualisation de 38 millions d'euros provenant essentiellement de la France ;
- une variation favorable de 171 millions d'euros des autres produits et charges financiers, comprenant notamment un produit financier de 66 millions d'euros dégagé chez EDF Inc lors de la transformation des titres CEG en titres Exelon suite à la fusion entre ces deux sociétés le 12 mars 2012.

### 3.5. IMPOTS SUR LES RESULTATS

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 235 millions d'euros au premier semestre 2012, correspondant à un taux effectif d'impôt de 32,6% (charge de 995 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,0% au premier semestre 2011). Il résulte de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2012 au résultat avant impôt au 30 juin 2012.

La hausse du taux effectif d'impôts observée sur le premier semestre 2012 par rapport au premier semestre 2011 s'explique principalement par la hausse de 1,7 point du taux d'impôt en France votée en fin d'année 2011 et par l'effet positif non récurrent lié à la faible fiscalisation du résultat de cession de la participation du Groupe dans EnBW sur le premier semestre 2011 (sans équivalent sur le premier semestre 2012).

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

Le Groupe enregistre un produit de 343 millions d'euros au premier semestre 2012, pour un produit de 262 millions d'euros au premier semestre 2011. Cette augmentation s'explique essentiellement par la croissance du résultat de RTE entre le premier semestre 2011 et le premier semestre 2012 (+102 millions d'euros).

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

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 132 millions d'euros au premier semestre 2012, en diminution par rapport au premier semestre 2011 (-44 millions d'euros). Cette évolution est localisée principalement sur le segment **Autre International** en Pologne et dans une moindre mesure en **Italie**.

### 3.8. RESULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 768 millions d'euros au premier semestre 2012, en hausse de 4,6% par rapport au premier semestre 2011.

### 3.9. RESULTAT NET COURANT

Le résultat net courant<sup>25</sup> s'établit à 2 945 millions d'euros au premier semestre 2012, en augmentation de 274 millions d'euros, soit 10,3% par rapport au premier semestre 2011.

---

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

Eléments non récurrents et variation nette 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.

Eléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts au premier semestre 2011 (-24 M€) :

- -7 millions d'euros pour divers risques et dépréciations (principalement Dalkia et Edison) et provisions TaRTAM, compensés par la plus-value de cession EnBW,
- -17 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. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010.

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

En millions d'euros	1er semestre 2012	1er semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>9 075</b>	<b>8 675</b>	<b>400</b>	<b>4,6</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	-783	-1 411	628	-45
Frais financiers nets décaissés	-814	-1 007	193	-19
Impôt sur le résultat payé	-892	-582	-310	53
Autres éléments	0	290	-290	-100
<b>Cash flow opérationnel<sup>(1)</sup></b>	<b>6 586</b>	<b>5 965</b>	<b>621</b>	<b>10,4</b>
Variation du besoin en fonds de roulement net	-2 458	-855	-1 603	187
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	-5 884	-4 805	-1 079	22
<b>Free cash flow</b>	<b>-1 756</b>	<b>305</b>	<b>-2 061</b>	<b>n.a.</b>
Dotation actifs dédiés France	-366	-210	-156	
Investissements financiers nets	-583	3 610	-4 193	
Dividendes versés	-1 187	-1 239	52	
Autres variations <sup>(2)</sup>	164	-225	389	
<b>(Augmentation)/ diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change</b>	<b>-3 728</b>	<b>2 241</b>	<b>-5 969</b>	<b>n.a.</b>
Effet de la variation du périmètre	-2 292	2 582	-4 874	
Effet de la variation de change	-452	413	-865	
Autres variations non monétaires <sup>(3)</sup>	41	-53	94	
<b>(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net</b>	<b>-6 431</b>	<b>5 183</b>	<b>-11 614</b>	<b>n.a.</b>
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>33 285</b>	<b>34 389</b>		
<b>Endettement financier net clôture</b>	<b>39 716</b>	<b>29 206</b>		

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

(2) Principalement variation des intérêts courus sur la dette, participations reçues sur biens en concession, subventions d'investissements et soulte libératoire versée à AREVA pour le démantèlement de La Hague (dernier versement effectué en juin 2011 pour 664 millions d'euros hors taxes).

(3) Correspondent principalement aux variations de justes valeurs et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.

---

L'évolution de l'endettement financier net sur le premier semestre 2012 intègre l'ensemble des impacts liés à l'opération Edison finalisée le 24 mai 2012, à savoir :

- la prise de contrôle via l'acquisition de Transalpina di Energia (784 millions d'euros) ;
  - le rachat par Delmi de la participation détenue dans Edipower (684 millions d'euros) ;
  - l'effet périmètre lié principalement à l'intégration à 100% de l'endettement financier net d'Edison et de TdE, partiellement compensée par la cession d'Edipower (2 290 millions d'euros) ;
- soit un total de 2 390 millions d'euros (avant les éventuels impacts de l'OPA lancée le 2 juillet 2012).

#### **4.1. CASH FLOW OPERATIONNEL**

Le cash flow opérationnel s'établit à 6 586 millions d'euros sur le premier semestre 2012 contre 5 965 millions d'euros sur le premier semestre 2011.

Cette variation s'explique principalement par la hausse de l'EBE (400 millions d'euros) et par la diminution des éléments non monétaires inclus dans l'EBE (628 millions d'euros), liée essentiellement aux variations de juste valeur d'instruments de couverture.

Ces effets positifs sont compensés en partie par l'augmentation de l'impôt payé sur le résultat (-310 millions d'euros principalement en raison de l'écart sur les paiements des soldes d'impôt en France relatifs aux exercices précédents, et aux règlements effectués en 2012 dans le cadre des contrôles fiscaux) et par la diminution des Autres éléments (-290 millions d'euros dont -268 millions d'euros au titre des dividendes reçus des entreprises associées qui seront, en 2012, principalement encaissés sur le second semestre).

#### **4.2. VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT**

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'est accru de 2 458 millions d'euros sur le premier semestre 2012.

Le BFR lié à l'activité Optimisation-Trading est stable entre décembre 2011 et juin 2012. La forte variation du besoin en fonds de roulement sur le premier semestre 2012 s'explique notamment par la diminution des dettes fournisseurs (-1 304 millions d'euros hors activité Optimisation-Trading dont -929 millions d'euros sur la France), liée mécaniquement aux moindres volumes d'achats effectués à fin juin, par rapport à fin décembre.

Cet effet lié à la saisonnalité n'est pas compensé en 2012 par une baisse des créances clients, traditionnellement observée sur le premier semestre. En effet, les créances clients sont en hausse (-157 millions d'euros hors activité Optimisation-Trading) à fin juin 2012, en raison de l'impact sur les ventes d'électricité (et donc sur les niveaux de créances clients) des températures clémentes de la fin d'année 2011 et des vagues de froid du premier semestre 2012.

Par ailleurs, la hausse du BFR est également due à l'augmentation du produit à recevoir associé à la CSPE, intégrant les recettes liées à l'énergie facturée (-687 millions d'euros sur le périmètre EDF SA).

### 4.3. INVESTISSEMENTS OPERATIONNELS BRUTS <sup>(1)</sup>

Les investissements opérationnels bruts s'élevaient à 6 233 millions d'euros à fin juin 2012, en augmentation de 1 350 millions d'euros, soit +27,6% par rapport à juin 2011.

En millions d'euros	1er semestre 2012	1er semestre 2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités réseaux	1 491	1 315	176	13,4
Activités non régulées	2 098	1 930	168	8,7
Activités insulaires	317	299	18	6,0
<b>France</b>	<b>3 906</b>	<b>3 544</b>	<b>362</b>	<b>10,2</b>
Royaume-Uni	758	397	361	90,9
Italie	176	155	21	13,5
Autre International	254	194	60	30,9
<b>International</b>	<b>1 188</b>	<b>746</b>	<b>442</b>	<b>59,2</b>
<b>Autres activités</b>	<b>1 139</b>	<b>594</b>	<b>545</b>	<b>91,8</b>
<b>Investissements opérationnels</b>	<b>6 233</b>	<b>4 883</b>	<b>1 350</b>	<b>27,6</b>

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

L'augmentation en **France** est de 362 millions d'euros, soit +10,2%. Sur les activités réseaux, la hausse s'explique essentiellement par les investissements sur les raccordements et la modernisation du réseau. Concernant les activités non régulées, l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire, principalement sur les opérations de maintien du patrimoine et de prolongation de durée de vie des centrales. S'agissant des activités insulaires, les investissements opérationnels réalisés sur le premier semestre 2012 sont en légère hausse par rapport à 2011, principalement en Haute Corse.

A l'**International**, la hausse des investissements opérationnels est de 442 millions d'euros (+59,2%) et s'explique principalement par l'augmentation constatée au Royaume-Uni (361 millions d'euros).

Au **Royaume-Uni**, les investissements opérationnels réalisés sur le premier semestre 2012 (758 millions d'euros) ont presque doublé par rapport à 2011 (397 millions d'euros), en raison essentiellement de la croissance des investissements sur le nucléaire (maintenance et développement du nouveau nucléaire) et de l'avancement des projets d'énergies renouvelables.

En **Italie**, les investissements opérationnels sont en hausse de 21 millions d'euros, soit +13,5%.

Sur la zone **Autre International**, les investissements opérationnels augmentent de 60 millions d'euros, soit +30,9%. La hausse se concentre principalement sur l'Europe continentale et le Brésil.

Les investissements opérationnels des **Autres activités** sont en hausse de 545 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par une forte augmentation des investissements d'EDF Energies Nouvelles (465 millions d'euros), en particulier aux Etats-Unis et au Mexique, et par l'avancement de la construction du terminal LNG à Dunkerque (76 millions d'euros).

<sup>1</sup> Investissements opérationnels avant cessions d'immobilisations

#### 4.4. FREE CASH FLOW

Le free cash flow du Groupe au 30 juin 2012 est de -1 756 millions d'euros (contre 305 millions d'euros en 2011) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 6 586 millions d'euros (cf § 4.1)
- une consommation de BFR sur le premier semestre 2012 de 2 458 millions d'euros (cf § 4.2)
- des investissements opérationnels bruts de 6 233 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 poursuit la constitution d'actifs dédiés pour sécuriser le financement des engagements nucléaires de long terme.

Les dotations, suspendues depuis le mois d'octobre 2011, ont repris en janvier 2012. Pour le premier semestre 2012, la dotation de trésorerie concernant les actifs dédiés en France s'élève à 366 millions d'euros, en augmentation de 156 millions d'euros par rapport à celle du premier semestre 2011.

#### 4.6. INVESTISSEMENTS FINANCIERS NETS (HORS DOTATION AUX ACTIFS DEDIES)

Sur le premier semestre 2012, les investissements financiers nets (hors dotation aux actifs dédiés) s'élèvent à -583 millions d'euros et comprennent :

- Les produits de cession (687 millions d'euros) qui s'expliquent par l'encaissement en mai 2012 de 684 millions d'euros suite au rachat par Delmi de la participation d'Edison dans Edipower
- Les investissements de croissance externe (-1 341 millions d'euros), principalement liés à la prise de contrôle d'Edison via l'acquisition de TdE pour 784 millions d'euros et au rachat des titres ERSA et Kogeneracja détenus par EnBW, pour 301 millions d'euros.

#### 4.7. DIVIDENDES

Les dividendes versés en numéraire (1 187 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2011 de 1 072 millions d'euros et les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (115 millions d'euros), principalement Centrica au Royaume-Uni. Sur le premier semestre 2011, les dividendes versés en numéraire étaient de 1 239 millions d'euros.

#### 4.8. EFFETS PERIMETRE ET CHANGE

L'effet périmètre reflète à hauteur de 2 290 millions d'euros l'intégration à 100% de la dette financière d'Edison et de Transalpina di Energia (TdE) du fait de leur prise de contrôle, partiellement compensée par la cession d'Edipower.

L'effet change (appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro<sup>26</sup>) explique 452 millions d'euros de l'augmentation de l'endettement financier net du Groupe sur le premier semestre 2012.

#### 4.9. ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 39 716 millions d'euros au 30 juin 2012. Il était de 33 285 millions d'euros au 31 décembre 2011 et augmente donc de 6 431 millions d'euros sur le premier semestre 2012.

<sup>26</sup> Appréciation de 2,8% du dollar américain par rapport à l'euro : 31 décembre 2011 0,7729 €/€ ; 30 juin 2012 0,7943 €/€.  
Appréciation de 3,5% de la livre sterling par rapport à l'euro : 31 décembre 2011 1,1972 €/€ ; 30 juin 2012 1,2395 €/€.

Cette augmentation reflète principalement l'ensemble des impacts liés à l'opération Edison (2 390 millions d'euros), le free cash flow négatif (1 756 millions d'euros, conséquence notamment de la consommation de BFR sur le premier semestre cf § 4.4), le versement des dividendes en numéraire (1 187 millions d'euros cf § 4.7) et l'effet change défavorable (452 millions d'euros cf § 4.8).

## 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 2011 et n'ont pas connu de changement significatif au cours du premier semestre 2012.

Les informations ci-dessous présentent les variations significatives intervenues au cours du premier semestre 2012 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 2012, les liquidités du Groupe s'élevaient à 17 982 millions d'euros contre 14 767 millions d'euros au 31 décembre 2011 et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 9 128 millions d'euros contre 10 179 millions d'euros au 31 décembre 2011.

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

Au cours du premier semestre 2012, EDF SA a procédé à de nouvelles émissions obligataires EMTN :

- 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875% et de maturité 10 ans (en date du 18 janvier 2012)
- 1 milliard d'euros avec un coupon annuel de 4,125% et de maturité 15 ans (en date du 27 mars 2012)
- 500 millions de livres sterling avec un coupon annuel de 5,5% et de maturité 25 ans (en date du 27 mars 2012)
- 250 millions de livres sterling avec un coupon annuel de 5,5% et de maturité 30 ans (en date du 30 janvier 2012)

La maturité moyenne de la dette du Groupe s'établit à 8,6 ans au 30 juin 2012 contre 9,2 ans au 31 décembre 2011 ; celle d'EDF SA à 9,9 ans contre 10,4 ans au 31 décembre 2011.

Au cours du premier semestre 2012, Edison a réalisé un tirage de 400 millions d'euros sur le crédit syndiqué de 1,5 milliard d'euros, échéance avril 2013. Le deuxième crédit syndiqué d'un montant de 700 millions d'euros avait été totalement tiré à fin décembre 2011 et a été complètement remboursé en mai 2012. Il est donc totalement disponible au 30 juin 2012.

RTE disposait de deux crédits syndiqués, le premier d'un montant de 1 milliard d'euros, et le deuxième de 500 millions d'euros. Ce dernier étant arrivé à échéance le 22 juin 2012, la ligne de 1 milliard a été remplacée par un nouveau crédit syndiqué d'un montant de 1,5 milliard d'euros le 6 juillet 2012 (échéance 6 juillet 2017).

Les crédits syndiqués à la disposition d'EDF SA n'ont fait l'objet d'aucun tirage durant le premier semestre 2012.

### 5.1.2. NOTATION FINANCIERE

Au 30 juin 2012, les notes à long et court terme attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable <sup>(1)</sup>	A-1
	Moody's	Aa3 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable	F1
RTE	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	n.a
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective négative	A-1
	Moody's	A3 sous surveillance stable	P-2
	Fitch Ratings	n.a	n.a
Edison	Standard & Poor's	BB+ sous surveillance négative <sup>(2)</sup>	B
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective négative	n.a
	Fitch Ratings	BB- assortie d'une perspective positive <sup>(3)</sup>	B

<sup>(1)</sup> Abaissement du rating d'EDF par l'agence S&P le 17 janvier 2012 à A+/A-1 (perspective stable) consécutivement à la dégradation de la notation de l'Etat français.

<sup>(2)</sup> Abaissement par l'agence S&P du rating d'Edison le 7 mars 2012 à BB+ (sous surveillance) en raison des retards pris dans la restructuration actionnariale d'Edison.

<sup>(3)</sup> L'agence Fitch retire le 10 mai 2012 la perspective négative d'Edison en lui substituant une perspective positive en invoquant l'avis émis par la Consob quant au prix de rachat des parts d'Edison dans le cadre de la restructuration du groupe Edison.

### 5.1.3. GESTION DU RISQUE DE CHANGE

La dette brute du Groupe au 30 juin 2012 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 60% en euros, 25% en livres sterling, 11% en dollars américains. Le solde, s'élevant à 4%, 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 2012 (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	39 252	-2 973	36 279	60%
USD	8 618	-2 209	6 409	11%
GBP	7 972	6 996	14 968	25%
Autres devises	4 208	-1 814	2 394	4%
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>60 050</b>	<b>0</b>	<b>60 050</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 2012.

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

30 juin 2012 (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	36 279	-	36 279
USD	6 409	640	7 049
GBP	14 968	1496	16 464
Autres devises	2 394	239	2 633
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>60 050</b>	<b>2 375</b>	<b>62 425</b>

Le tableau ci-dessous présente la position de change au 30 juin 2012 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 2012	Position nette après gestion (Actif) au 31 décembre 2011
USD	1 077	5 248
CHF (Suisse)	469	2 201
HUF (Hongrie)	40 841	112 195
PLN (Pologne)	1 529	2 556
GBP (Royaume-Uni)	3 888	14 262
BRL (Brésil)	786	692
CNY (Chine)	5 811	5 790

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 31 mars 2012, 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 2012.

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

Au 30 juin 2012, 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 comparer, respectivement, à 80% et 20% au 31 décembre 2011.

Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1% entraînerait une augmentation des charges financières, au 30 juin 2012, d'environ 123 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 4,1% au 30 juin 2012 contre 4,3% au 31 décembre 2011.

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 2012.

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

30 juin 2012 (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	50 572	-2 848	47 724	-
A taux variable	9 478	2 848	12 326	123
TOTAL DES EMPRUNTS	<b>60 050</b>	<b>0</b>	<b>60 050</b>	<b>123</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 28,7% en actions à fin juin 2012, soit un montant actions de 2 210 millions d'euros.

Au 30 juin 2012, 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 34,5 % en actions, ce qui représente un montant actions de 251 millions de livres sterling.

Au 30 juin 2012, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 31,3 % en actions, soit un montant de 1 156 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 2012, les placements corrélés actions au sein de la gestion trésorerie long terme sont restés stables à 2,1 millions d'euros et restent en cours de liquidation.

##### Titres de participation directe

Au 30 juin 2012, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 219,9 millions d'euros. La volatilité est estimée à 38,23% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 30 juin 2012, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 87,7 millions d'euros. La volatilité est estimée à 33,09% (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 2012<sup>27</sup>, la valeur globale du portefeuille s'élève à 16 466 millions d'euros contre 15 601<sup>28</sup> millions d'euros au 31 décembre 2011<sup>29</sup>. Sa composition est la suivante :

	Au 30 juin 2012	Au 31 décembre 2011
S/portefeuille actions	40,62 %	37,1 %
S/portefeuille obligataire	37,34 %	42,4 %
S/portefeuille trésorerie	7,64 %	5,7 %
Actions RTE	14,4 %	14,8 %
<b>TOTAL</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Le tableau ci-après présente la performance par sous-portefeuille au 30 juin 2012 et 31 décembre 2011 :

(En millions d'euros)	30/06/2012		Performance au 30/06/2012		31/12/2011		Performance au 31/12/2011	
	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Indice de référence <sup>(1)</sup>	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Indice de référence <sup>(1)</sup>		
S/portefeuille Actions	6 688	+6,88 %	+7,05 %	5 783	-6,98 %	-3,98 %		
S/portefeuille Taux	6 149	+3,99 %	+3,68 %	6 615	+3,90 %	+3,41 %		
S/portefeuille Trésorerie	1 258	+0,45 %	+0,18 %	893	+1,11 %	+0,89 %		
<b>Total Portefeuille financier</b>	<b>14 095</b>	<b>+5,01 %</b>	<b>+5,44 %</b>	<b>13 291</b>	<b>-1,62 %</b>	<b>-0,06 %</b>		
Actions RTE	2 371			2 310				
<b>TOTAL DES ACTIFS DEDIES</b>	<b>16 466</b>	<b>+5,10%</b>		<b>15 601</b>	<b>-0,89%</b>			

<sup>(1)</sup> Indice de référence : MSCI World DN couvert en euro pour 50% pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, 50% MSCI World DN couvert en euro pour 50% + 50% Citigroup EGBI pour le portefeuille global.

Les marchés ont été caractérisés par une forte volatilité des cours : après un début d'année marqué par le retour de l'optimisme à la suite des injections massives de liquidités par la BCE selon la procédure du LTRO et à la restructuration partielle de la dette grecque, les actions européennes ont replongé à partir de mi-mars lors du retour de l'aversion au risque provoqué par la prise de conscience de la gravité de la crise économique et bancaire en Espagne et le constat d'une poursuite du ralentissement dans les pays émergents. Symétriquement, les taux allemands atteignaient des valeurs toujours plus basses tandis que se tendaient un peu plus les rendements des dettes des pays périphériques. Ce n'est qu'en toute fin de période que les marchés actions reprenaient de la hauteur avec les espoirs suscités par le sommet européen du 29 juin.

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier termine positivement le semestre à +5,01%. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de +5,44%. L'écart s'explique par le maintien d'une trésorerie de précaution importante sur la période.

<sup>27</sup> Il s'agit en réalité de cotations au 29 juin 2012 car le 30 juin 2012 était un samedi.

<sup>28</sup> L'écart de valeur avec celle affichée dans le rapport de gestion 2011 – 15 659 millions d'euros – provient de l'impact sur les titres RTE du changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel.

<sup>29</sup> Il s'agit en réalité de cotations au 30 décembre 2011 car le 31 décembre 2011 était un samedi.

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » s'élève à 6 688 millions d'euros à fin juin 2012. La volatilité du sous-portefeuille « actions » des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World couvert en euro à 50%. Cette volatilité s'établit à fin juin 2012 à 18,91% 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 1 265 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin juin 2012, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (6 149 millions d'euros) s'établit à 5,10, 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 314 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 4,81 à fin décembre 2011.

### 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.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin mars 2012. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 82% de classe *investment grade*. Cette valeur est en léger retrait par rapport à celle issue de la consolidation à fin mars 2011.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2012	3%	22%	41%	16%	2%	0%	0%	16%	100 %
au 31/12/2011	11%	19%	43%	11%	2%	0%	0%	14%	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 et trading d'énergie	Total
au 31/03/2012	4%	34%	7%	41%	14%	100 %
au 31/12/2011	4%	34%	8%	39%	15%	100 %

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées chez 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 le contrôle des risques financiers 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.

On notera enfin que dans le contexte de la crise financière en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis notamment des pays périphériques. Les expositions sont restées nulles vis-à-vis de l'Espagne, de l'Irlande, du Portugal et de la Grèce. Les expositions au risque souverain Italie sont limitées et n'excèdent pas celles de décembre 2011. Les expositions bancaires italiennes et espagnoles sont limitées en montants et en maturité (n'excédant pas décembre 2013) et portent exclusivement sur des banques considérées comme systémiques par le conseil de stabilité financière, donc présentant un risque de défaut faible.

## 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 2011.

Les principes de gestion des risques marchés énergies n'ont pas été modifiés depuis le 31 décembre 2011 et sont exposés à la section 9.5.2.3 du document de référence 2011.

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. 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 appliqués pour CENG (sur la part de l'énergie revenant à EDF). Pour Edison, le déploiement de ces principes sera mis en place 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 2012 et le second semestre 2011 :

Les *stop-loss* n'ont pas été activés au cours du premier semestre 2012.

(En millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2012	2 <sup>ème</sup> semestre 2011
Limite <sup>30</sup> VaR (97,5 % un jour)	45	45
Limite stop-loss	225	225
Min VaR	5,9	4,3
VaR moyenne	10,1	6,9
Max VaR	19,1	10,4

<sup>30</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 27 des annexes aux comptes consolidés résumés du premier semestre 2012.

## 7. PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2012

Le groupe EDF présente les principaux risques et incertitudes auxquels il s'estime confronté dans la section 4.1 du document de référence 2011.

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 2011.

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 2012, 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 2011. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2011.

### 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 1<sup>er</sup> 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. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

#### 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 de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque répartie.

En février 2009, l'Autorité de la concurrence a prononcé des mesures conservatoires relatives aux modalités de commercialisation des offres globales photovoltaïques par EDF ENR et décidé de procéder à l'instruction au fond de la saisine de Solaire Direct.

EDF a reçu le 30 mai 2012 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence, qui marque la première étape d'une procédure contradictoire sans préjuger de son issue finale. Au terme de l'instruction au fond, 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 peuvent aller jusqu'à un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

### **Contentieux avec des producteurs photovoltaïques**

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2009 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006 a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Dans ce contexte, le Gouvernement a alors décidé de modifier, par plusieurs arrêtés successifs tant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application. Il a également, par décret du 9 décembre 2010, suspendu provisoirement l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque. Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs ont intenté des procédures visant à obtenir le bénéfice du tarif plus favorable résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006. Le litige le plus significatif concerne les sociétés Green Yellow, une vingtaine de filiales du groupe de distribution Casino. Ce contentieux a déjà donné lieu à deux décisions du Tribunal des conflits et deux jugements du Tribunal de commerce des 11 juillet 2011 et 29 juin 2012. Ce dernier jugement fait droit à l'argumentation des requérants et enjoint à EDF de proposer des contrats à ce tarif.

Par ailleurs, en Corse et dans les DOM où EDF a également la qualité de gestionnaire de réseaux, une vingtaine de producteurs a engagé des actions indemnitaires visant à obtenir réparation du manque à gagner qu'ils estiment avoir subi du fait de retards dans les procédures de raccordement qui les auraient fait tomber sous le coup de la suspension de l'obligation d'achat.

### **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.

### **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'Etat, 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. À ce jour, l'instruction est toujours pendante devant le Conseil d'Etat. Une troisième requête a été déposée en avril 2012 par la ville de Genève devant le Conseil d'Etat, dont EDF n'a pas encore obtenu communication.

Par ailleurs, la société Roozen a déposé le 21 avril 2010 une requête devant le Tribunal administratif de Lyon demandant l'annulation du permis de construire d'ICEDA autorisé par arrêté du Préfet de l'Ain du 22 février 2010. Par jugement du 13 décembre 2011, le Tribunal administratif a prononcé l'annulation du permis de construire pour violation du plan d'urbanisme de la commune concernée. EDF a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel

de Lyon en demandant également le sursis à exécution du jugement. Par une décision du 19 juin 2012, la Cour a confirmé l'annulation du permis de construire d'ICEDA. Par ailleurs, la commune de Saint-Vulbas a entamé une procédure de révision de son plan local d'urbanisme et EDF prépare une nouvelle demande de permis de construire.

## SOCODEI

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

A la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le Parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires et l'instruction est en cours. Le résultat des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet et un expert judiciaire a été nommé.

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

### 8.2.1 ERDF

#### Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

La croissance très rapide de la filière photovoltaïque et l'évolution du contexte réglementaire décrite au chapitre 8.1 ci-dessus ont généré un afflux important de recours à l'encontre d'ERDF fin 2011, principalement intentés par des producteurs au titre des nouvelles conditions tarifaires moins favorables qui leur étaient applicables.

Un nombre important de juridictions commerciales se sont reconnues incompétentes. Certaines juridictions ont pour autant reconnu leur compétence et sept décisions sur le fond émanant de deux Tribunaux de commerce ont été rendues. Ces décisions reconnaissent la responsabilité d'ERDF mais le total des indemnités allouées représente un montant non significatif et très largement inférieur aux demandes des producteurs. ERDF a fait appel de ces décisions, estimant que sa responsabilité ne saurait être engagée compte tenu, notamment, de l'afflux considérable de demandes auquel elle a été soumise.

### 8.2.2 EnBW

#### Demande d'arbitrage du Land du Bade-Wurtemberg

Le 22 février 2012, EDF International a reçu 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 à 840 millions d'euros le 11 juillet 2012 dans un nouveau rapport d'expert mandaté par le Land sur la valorisation d'EnBW. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.



EDF considère cette demande dépourvue de fondement et abusive, et envisage de réclamer des dommages et intérêts pour les préjudices de toute nature subis du fait de cette procédure.

### 8.2.3 Edison

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal Administratif Régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Dans l'attente de la décision au fond, Carlo Tassara demande également la suspension de l'avis de la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, daté du 3 mai 2012 qui a permis à TdE le lancement de l'offre sur la base d'un prix de 0,89 €, et donc une suspension de l'offre en cours. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB elle-même, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A.

A l'audience sur la suspension du 25 juillet 2012, le Tribunal a refusé la demande de suspension en l'absence de décision de la CONSOB sur la demande de Carlo Tassara d'augmentation du prix de l'offre décrite ci-dessous. Une nouvelle audience est donc fixée au 30 août 2012. Par ailleurs, il est prévu que, dans les circonstances particulières de cette procédure, la décision du Tribunal au fond concernant la demande relative au prix de l'offre de 0,89 € ne soit prise que vers la fin de l'année 2012 au plus tôt, quelle que soit par ailleurs la décision du Tribunal sur la suspension.

Un jugement du Tribunal annulant une décision de la CONSOB ayant confirmé le lancement d'une offre obligatoire serait sans précédent. EDF estime que Carlo Tassara n'a présenté aucun élément nouveau permettant de remettre en cause le prix confirmé par la CONSOB et que ces procédures sont infondées.

En parallèle, le 31 mai 2012, Carlo Tassara a adressé à la CONSOB une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire. La date limite pour une réponse de la CONSOB à cette demande est le 3 août 2012. Les arguments avancés par Carlo Tassara à l'appui de sa demande sont quasiment identiques à ceux que le demandeur a présentés dans le cadre de la procédure devant le Tribunal décrite ci-dessus.

## 9. PERSPECTIVES FINANCIERES

Le ratio d'endettement financier net / EBITDA est de 2,5x au 30 juin 2012, qui est la limite maximale que s'est fixée le Groupe. Afin de respecter son objectif d'endettement, le Groupe poursuivra ses efforts afin de trouver une solution à la question du déficit de CSPE et reverra d'ici la fin de l'année 2012 sa trajectoire de coûts et d'investissements hors sûreté.

Dans ce contexte, le Groupe confirme ses objectifs financiers sur 2011-2015, à savoir :

- une croissance annuelle moyenne de l'EBE<sup>31</sup> comprise entre 4% et 6%,
- une croissance annuelle moyenne du Résultat net courant comprise entre 5% et 10%,
- un ratio endettement financier net/EBE < 2,5 x sur la période,
- un taux de distribution des dividendes compris entre 55% et 65% sur la période.

Les objectifs 2012 sont conformes à ces perspectives. Le dividende au titre de 2012 sera au moins stable par rapport à celui versé au titre de 2011.

<sup>31</sup> Croissance à périmètre et change constants.

Conseil d'administration du 30 juillet 2012

**COMPTES CONSOLIDES RESUMES  
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2012**

## Comptes de résultat consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2012	S1 2011 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	7	36 222	33 464
Achats de combustible et d'énergie		(17 950)	(14 964)
Autres consommations externes		(4 595)	(4 483)
Charges de personnel		(5 783)	(5 420)
Impôts et taxes		(1 597)	(1 511)
Autres produits et charges opérationnels	8	2 778	1 589
<b>Excédent brut d'exploitation</b>		<b>9 075</b>	<b>8 675</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading		98	(28)
Dotations aux amortissements		(3 283)	(3 131)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(94)	(208)
(Pertes de valeur) / reprises	9	(294)	(269)
Autres produits et charges d'exploitation	10	100	327
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>5 602</b>	<b>5 366</b>
Coût de l'endettement financier brut		(1 240)	(1 107)
Effet de l'actualisation	11	(1 562)	(1 524)
Autres produits et charges financiers		992	821
<b>Résultat financier</b>	11	<b>(1 810)</b>	<b>(1 810)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>3 792</b>	<b>3 556</b>
Impôts sur les résultats	12	(1 235)	(995)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	15	343	262
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>2 900</b>	<b>2 823</b>
<i>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>132</i>	<i>176</i>
<i>Dont résultat net - part du Groupe</i>		<i>2 768</i>	<i>2 647</i>
<b>Résultat net part du Groupe par action :</b>			
Résultat par action en euros		1,50	1,43
Résultat dilué par action en euros		1,50	1,43

(1) Les données publiées au titre du 1<sup>er</sup> semestre 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2012	S1 2011 <sup>(1)</sup>
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>2 900</b>	<b>2 823</b>
Variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	20.4.1	560	(172)
Variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente transférée en résultat <sup>(3)</sup>		(183)	(194)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture <sup>(4)</sup>	20.4.2	(1 149)	161
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat		241	309
Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi <sup>(5)</sup>	21.4.1.1	(1 575)	(650)
Ecart de conversion		997	(1 227)
Impôts <sup>(6)</sup>		329	298
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>		<b>(780)</b>	<b>(1 475)</b>
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>		<b>2 120</b>	<b>1 348</b>
<i>dont part du Groupe</i>		<i>1 899</i>	<i>1 276</i>
<i>dont part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>221</i>	<i>72</i>

- (1) Les données publiées au titre du 1<sup>er</sup> semestre 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).
- (2) Dont 560 millions d'euros en part du Groupe au 1<sup>er</sup> semestre 2012 ((172) millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2011).
- (3) Dont (147) millions d'euros liés à la cession d'EnBW au 1<sup>er</sup> semestre 2011.
- (4) Dont (1 149) millions d'euros en part du Groupe au 1<sup>er</sup> semestre 2012 (130 millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2011).
- (5) Dont (1 535) millions d'euros liés aux entreprises contrôlées et (40) millions d'euros liés aux entreprises associées.
- (6) Les impôts se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2012	S1 2011 <sup>(1)</sup>
Impôts sur variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente	(174)	66
Impôts sur variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	148	10
Impôts sur variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	355	222
<b>Total</b>	<b>329</b>	<b>298</b>

## Bilans consolidés

<b>ACTIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30.06.2012	31.12.2011 <sup>(1)</sup>
Goodwill	13	10 655	11 648
Autres actifs incorporels		7 040	4 702
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	14	46 194	45 501
Immobilisations en concessions des autres activités	14	7 119	6 022
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	14	65 915	60 445
Participations dans les entreprises associées	15	7 754	7 544
Actifs financiers non courants	16	25 313	24 260
Impôts différés actifs		3 233	3 159
<b>Actif non courant</b>		<b>173 223</b>	<b>163 281</b>
Stocks		13 627	13 581
Clients et comptes rattachés	17	20 789	20 908
Actifs financiers courants	16	20 825	16 980
Actifs d'impôts courants		778	459
Autres débiteurs	18	11 593	10 309
Trésorerie et équivalents de trésorerie		4 920	5 743
<b>Actif courant</b>		<b>72 532</b>	<b>67 980</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>	19	<b>1</b>	<b>701</b>
<b>Total de l'actif</b>		<b>245 756</b>	<b>231 962</b>

<b>CAPITAUX PROPRES ET PASSIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30.06.2012	31.12.2011 <sup>(1)</sup>
Capital	20	924	924
Réserves et résultats consolidés		28 223	27 559
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>		<b>29 147</b>	<b>28 483</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		5 756	4 189
<b>Total des capitaux propres</b>		<b>34 903</b>	<b>32 672</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		37 265	37 198
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		1 024	809
Provisions pour avantages du personnel		16 287	14 611
Autres provisions		1 868	1 338
<b>Provisions non courantes</b>	21.1	<b>56 444</b>	<b>53 956</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	22	42 074	41 769
Passifs financiers non courants	23.1	46 110	42 688
Autres créditeurs	24	4 803	4 989
Impôts différés passifs		6 091	4 479
<b>Passif non courant</b>		<b>155 522</b>	<b>147 881</b>
Provisions courantes	21.1	3 670	4 062
Fournisseurs et comptes rattachés		11 792	13 681
Passifs financiers courants	23.1	20 067	12 789
Dettes d'impôts courants		512	571
Autres créditeurs	24	19 290	19 900
<b>Passif courant</b>		<b>55 331</b>	<b>51 003</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente</b>	19	<b>-</b>	<b>406</b>
<b>Total des capitaux propres et du passif</b>		<b>245 756</b>	<b>231 962</b>

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

## Tableaux de flux de trésorerie consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2012	S1 2011 <sup>(1)</sup>
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>		<b>3 792</b>	<b>3 556</b>
Pertes de valeur (reprises)		294	269
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		3 773	3 238
Produits et charges financiers		686	661
Dividendes reçus des entreprises associées		22	290
Plus ou moins-values de cession		(275)	(460)
Variation du besoin en fonds de roulement		(2 458)	(1 519)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>5 834</b>	<b>6 035</b>
Frais financiers nets décaissés		(814)	(1 007)
Impôts sur le résultat payés		(892)	(582)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>		<b>4 128</b>	<b>4 446</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée) <sup>(2)</sup>		(172)	3 708
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(6 233)	(4 883)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		349	78
Variations d'actifs financiers		(4 368)	(1 132)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>		<b>(10 424)</b>	<b>(2 229)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle <sup>(3)</sup>		(237)	(1 233)
Dividendes versés par EDF	20.3	(1 072)	(1 068)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(115)	(171)
Actions propres	20.2	(1)	(6)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>		<b>(1 425)</b>	<b>(2 478)</b>
Emissions d'emprunts		8 489	2 228
Remboursements d'emprunts		(1 786)	(1 943)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		85	93
Subventions d'investissement		72	22
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>		<b>6 860</b>	<b>400</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>		<b>5 435</b>	<b>(2 078)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>(861)</b>	<b>139</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(861)	139
Incidence des variations de change		50	(76)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		25	17
Incidence des autres reclassements		(37)	46
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>		<b>4 920</b>	<b>5 693</b>

(1) Les données publiées au titre du 1<sup>er</sup> semestre 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

(2) L'effet de la cession de la participation dans EnBW sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011 s'élève à 3,8 milliards d'euros (règlement de 4,5 milliards d'euros net de la trésorerie cédée pour 0,7 milliard d'euros).

(3) 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 (voir note 5.1).

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011, les acquisitions d'intérêts complémentaires dans le cadre de l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange relative aux titres d'EDF Energies Nouvelles représentent un montant de 1 292 millions d'euros, dont 1 045 millions d'euros relatifs à la part en numéraire et 247 millions d'euros relatifs à la part en titres via le programme de rachat d'actions EDF associé.

## Variations des capitaux propres consolidés

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

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Ecarts de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers <sup>(2)</sup>	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 retraités <sup>(1)</sup></b>	<b>924</b>	<b>27 511</b>	<b>(26)</b>	<b>1 147</b>	<b>(1 073)</b>	<b>28 483</b>	<b>4 189</b>	<b>32 672</b>
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	(1 200)	-	888	(557)	(869)	89	(780)
Résultat net	-	2 768	-	-	-	2 768	132	2 900
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>1 568</b>	<b>-</b>	<b>888</b>	<b>(557)</b>	<b>1 899</b>	<b>221</b>	<b>2 120</b>
Dividendes distribués	-	(1 072)	-	-	-	(1 072)	(130)	(1 202)
Achats / ventes d'actions propres	-	-	3	-	-	3	-	3
Autres variations <sup>(3)</sup>	-	(166)	-	-	-	(166)	1 476	1 310
<b>Capitaux propres au 30.06.2012</b>	<b>924</b>	<b>27 841</b>	<b>(23)</b>	<b>2 035</b>	<b>(1 630)</b>	<b>29 147</b>	<b>5 756</b>	<b>34 903</b>

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2011 se présente comme suit :

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Ecarts de conversion	Ecarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers <sup>(2)</sup>	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 31.12.2010</b>	<b>924</b>	<b>29 469</b>	<b>(19)</b>	<b>543</b>	<b>400</b>	<b>31 317</b>	<b>5 586</b>	<b>36 903</b>
Retraitements liés au changement de méthode comptable <sup>(1)</sup>	-	(1 697)	-	26	-	(1 671)	(121)	(1 792)
<b>Capitaux propres au 31.12.2010 retraités <sup>(1)</sup></b>	<b>924</b>	<b>27 772</b>	<b>(19)</b>	<b>569</b>	<b>400</b>	<b>29 646</b>	<b>5 465</b>	<b>35 111</b>
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	(445)	-	(1 074)	148	(1 371)	(104)	(1 475)
Résultat net	-	2 647	-	-	-	2 647	176	2 823
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>2 202</b>	<b>-</b>	<b>(1 074)</b>	<b>148</b>	<b>1 276</b>	<b>72</b>	<b>1 348</b>
Augmentation de capital d'EDF <sup>(4)</sup>	6	300	-	-	-	306	-	306
Dividendes distribués	-	(1 068)	-	-	-	(1 068)	(189)	(1 257)
Achats / ventes d'actions propres <sup>(4)</sup>	-	-	(252)	-	-	(252)	-	(252)
Autres variations <sup>(5)</sup>	-	(614)	-	-	-	(614)	(1 364)	(1 978)
<b>Capitaux propres au 30.06.2011</b>	<b>930</b>	<b>28 592</b>	<b>(271)</b>	<b>(505)</b>	<b>548</b>	<b>29 294</b>	<b>3 984</b>	<b>33 278</b>

(1) Les données publiées au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (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 financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture 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) 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.

(4) L'augmentation de capital d'EDF ainsi que l'augmentation des achats d'actions propres observées au 1<sup>er</sup> semestre 2011 sont liées à l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange relative aux titres d'EDF Energies Nouvelles.

(5) Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011, les autres variations – part du Groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle – intègrent respectivement pour (688) millions d'euros et (764) millions d'euros les effets de l'acquisition des intérêts minoritaires d'EDF Energies Nouvelles. Les autres variations de capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également les effets de la sortie d'EnBW à hauteur de (519) millions d'euros.

# 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 2012	9
1.3	METHODES D'EVALUATION SPECIFIQUES AUX ARRETES INTERMEDIAIRES	10
1.4	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	10
1.5	SAISONNALITE DE L'ACTIVITE	11
<b>2</b>	<b>COMPARABILITE DES EXERCICES</b>	<b>11</b>
2.1	CHANGEMENT DE COMPTABILISATION DES ECARTS ACTUARIELS RELATIFS AUX AVANTAGES DU PERSONNEL POSTERIEURS A L'EMPLOI	11
2.2	IMPACT SUR LE COMPTE DE RESULTAT DU 1 <sup>ER</sup> SEMESTRE 2011	12
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 2011	12
2.4	IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DECEMBRE 2011	13
2.5	IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE DU 1 <sup>ER</sup> SEMESTRE 2011	14
<b>3</b>	<b>EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2012</b>	<b>15</b>
3.1	EDISON	15
<b>4</b>	<b>EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES EN FRANCE</b>	<b>20</b>
4.1	LOI NOME – DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE	20
<b>5</b>	<b>AUTRES EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION</b>	<b>20</b>
5.1	POLOGNE	20
5.2	PHOTOWATT / PV ALLIANCE	21
5.3	ENEREST	21
<b>6</b>	<b>INFORMATION SECTORIELLE</b>	<b>21</b>
6.1	AU 30 JUIN 2012	21
6.2	AU 30 JUIN 2011	21
<b>7</b>	<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>22</b>
<b>8</b>	<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS</b>	<b>22</b>
<b>9</b>	<b>PERTES DE VALEUR</b>	<b>22</b>
9.1	AU 30 JUIN 2012	22
9.2	AU 30 JUIN 2011	22
<b>10</b>	<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION</b>	<b>23</b>
10.1	AU 30 JUIN 2012	23
10.2	AU 30 JUIN 2011	23
<b>11</b>	<b>RESULTAT FINANCIER</b>	<b>23</b>
<b>12</b>	<b>IMPOTS SUR LES RESULTATS</b>	<b>23</b>
<b>13</b>	<b>GOODWILL</b>	<b>24</b>



<b>14</b>	<b>IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....</b>	<b>24</b>
<b>15</b>	<b>PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES.....</b>	<b>25</b>
15.1	RTE RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE (RTE)	26
<b>16</b>	<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....</b>	<b>26</b>
16.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES ACTIFS FINANCIERS	26
16.2	DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS	27
16.3	PRETS ET CREANCES FINANCIERES	27
<b>17</b>	<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHES.....</b>	<b>28</b>
<b>18</b>	<b>AUTRES DEBITEURS.....</b>	<b>28</b>
<b>19</b>	<b>ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE.....</b>	<b>28</b>
<b>20</b>	<b>CAPITAUX PROPRES.....</b>	<b>28</b>
20.1	CAPITAL SOCIAL	28
20.2	ACTIONS PROPRES	28
20.3	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	29
20.4	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS	29
<b>21</b>	<b>PROVISIONS.....</b>	<b>30</b>
21.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS	30
21.2	PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE – AVAL DU CYCLE, DECONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS	30
21.3	PROVISIONS NUCLEAIRES EN FRANCE	31
21.4	AVANTAGES DU PERSONNEL	32
21.5	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS	35
<b>22</b>	<b>PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE.....</b>	<b>37</b>
<b>23</b>	<b>PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....</b>	<b>37</b>
23.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	37
23.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	37
23.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	38
<b>24</b>	<b>AUTRES CREDITEURS.....</b>	<b>39</b>
<b>25</b>	<b>ENGAGEMENTS HORS BILAN.....</b>	<b>39</b>
25.1	ENGAGEMENTS DONNES	39
25.2	ENGAGEMENTS REÇUS	40
<b>26</b>	<b>COMPOSITION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES D'EDF.....</b>	<b>41</b>
<b>27</b>	<b>PARTIES LIEES.....</b>	<b>41</b>
<b>28</b>	<b>EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE.....</b>	<b>41</b>
28.1	OFFRE PUBLIQUE OBLIGATOIRE DU GROUPE EDF SUR EDISON	41

# ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDES RESUMES

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

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 de la Société pour le semestre écoulé au 30 juin 2012 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 ».

Les comptes consolidés résumés du Groupe au 30 juin 2012 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 30 juillet 2012.

Les données comparatives 2011 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées du changement de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (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 2012 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 2012. 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 2011. 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 2011 et décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2011.

### 1.2 PRINCIPES COMPTABLES DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2012

- **Modification de l'option comptable retenue par le Groupe relative à la comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi**

Conformément à IAS 19, les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes à prestations définies postérieurs à l'emploi peuvent être comptabilisés :

- Soit en contrepartie du résultat pour la totalité ou pour une fraction déterminée selon la méthode du corridor, méthode appliquée par le Groupe jusqu'au 31 décembre 2011 ;
- Soit en contrepartie des autres éléments du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres, pour leur totalité.

Le Groupe a décidé de retenir l'option de comptabilisation des écarts actuariels pour les avantages postérieurs à l'emploi dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Le Groupe considère que cette modification permet d'améliorer la compréhension et la lisibilité des informations relatives aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Ce changement de méthode est comptabilisé de façon rétrospective, conformément à IAS 8. La description de ce changement de méthode comptable et ses principaux effets chiffrés sont présentés en note 2.

- **Nouvelles normes et interprétations**

A l'exception de la modification décrite ci-avant 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 états financiers au 31 décembre 2011.

L'amendement à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir – Transferts d'actifs financiers » adopté par l'Union européenne en 2011 est d'application obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012. La norme IFRS 7 étant relative aux informations à fournir, l'amendement n'a donc pas d'impact sur les méthodes comptables appliquées dans les comptes consolidés.

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

## **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 2012 a été calculé en projetant sur un semestre l'engagement au 31 décembre 2011, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture.

Les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages au personnel ne sont pas modifiées pour les arrêts intermédiaires par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles, sauf si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation).

### **1.3.2 IMPOTS SUR LES RESULTATS**

La charge d'impôt (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 QUOTAS D'EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE**

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux quotas 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 est calculée au prorata des émissions du semestre. La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des quotas 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.

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 2011.

## 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, les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation au titre des premier et second semestres 2011 sont présentés ci-dessous :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2011	S2 2011	2011
Chiffre d'affaires	33 464	31 843	65 307
Excédent brut d'exploitation	8 675	6 264	14 939

## 2 COMPARABILITE DES EXERCICES

### 2.1 CHANGEMENT DE COMPTABILISATION DES ECARTS ACTUARIELS RELATIFS AUX AVANTAGES DU PERSONNEL POSTERIEURS A L'EMPLOI

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, le Groupe comptabilise les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes à prestations définies postérieurs à l'emploi dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres, conformément à l'option prévue dans la norme IAS 19.

Suivant cette option, tous les écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi générés par des modifications d'hypothèses actuarielles sont comptabilisés dans l'état du résultat net et des gains et pertes reconnus directement dans les capitaux propres. Le Groupe abandonne donc la méthode du corridor et comptabilise dès lors tous ses écarts actuariels.

S'agissant d'un changement de méthode comptable et conformément à IAS 8, une information comparative sur l'exercice antérieur liée à l'application rétrospective de cette méthode est présentée.

L'impact sur les capitaux propres - part du Groupe s'élève à (1 671) millions d'euros au 1<sup>er</sup> janvier 2011 et à (2 087) millions d'euros au 31 décembre 2011.

L'impact au 1<sup>er</sup> janvier 2011 concerne principalement les secteurs France et Royaume-Uni pour respectivement (1 010) millions d'euros et (566) millions d'euros.

## 2.2 IMPACT SUR LE COMPTE DE RESULTAT DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2011

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2011 PUBLIE	IMPACTS OPTION IAS 19	S1 2011 RETRAITE
Chiffre d'affaires	33 464	-	33 464
Achats de combustible et d'énergie	(14 964)	-	(14 964)
Autres consommations externes	(4 483)	-	(4 483)
Charges de personnel	(5 479)	59	(5 420)
Impôts et taxes	(1 511)	-	(1 511)
Autres produits et charges opérationnels	1 589	-	1 589
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>8 616</b>	<b>59</b>	<b>8 675</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading	(28)	-	(28)
Dotations aux amortissements	(3 131)	-	(3 131)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(208)	-	(208)
(Pertes de valeur) / reprises	(269)	-	(269)
Autres produits et charges d'exploitation	276	51	327
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>5 256</b>	<b>110</b>	<b>5 366</b>
Coût de l'endettement financier brut	(1 107)	-	(1 107)
Effet de l'actualisation	(1 524)	-	(1 524)
Autres produits et charges financiers	821	-	821
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 810)</b>	<b>-</b>	<b>(1 810)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>3 446</b>	<b>110</b>	<b>3 556</b>
Impôts sur les résultats	(977)	(18)	(995)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	259	3	262
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>2 728</b>	<b>95</b>	<b>2 823</b>
<i>Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>174</i>	<i>2</i>	<i>176</i>
<i>Dont résultat net - part du Groupe</i>	<i>2 554</i>	<i>93</i>	<i>2 647</i>

## 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 2011

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2011 PUBLIE	IMPACTS OPTION IAS 19	S1 2011 RETRAITE
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>2 728</b>	<b>95</b>	<b>2 823</b>
Variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente	(172)	-	(172)
Variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente transférée en résultat	(194)	-	(194)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	161	-	161
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat	309	-	309
Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	-	(650)	(650)
Ecart de conversion	(1 227)	-	(1 227)
Impôts	76	222	298
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>(1 047)</b>	<b>(428)</b>	<b>(1 475)</b>
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>1 681</b>	<b>(333)</b>	<b>1 348</b>
<i>dont part du Groupe</i>	<i>1 628</i>	<i>(352)</i>	<i>1 276</i>
<i>dont part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>53</i>	<i>19</i>	<i>72</i>

## 2.4 IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DECEMBRE 2011

<b>ACTIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	<b>31.12.2011</b> <b>PUBLIE</b>	<b>IMPACTS</b> <b>OPTION IAS 19</b>	<b>31.12.2011</b> <b>RETRAITE</b>
Goodwill	11 648	-	11 648
Autres actifs incorporels	4 702	-	4 702
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	45 501	-	45 501
Immobilisations en concessions des autres activités	6 022	-	6 022
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	60 445	-	60 445
Participations dans les entreprises associées	7 684	(140)	7 544
Actifs financiers non courants	24 517	(257)	24 260
Impôts différés actifs	2 507	652	3 159
<b>Actif non courant</b>	<b>163 026</b>	<b>255</b>	<b>163 281</b>
Stocks	13 581	-	13 581
Clients et comptes rattachés	20 908	-	20 908
Actifs financiers courants	16 980	-	16 980
Actifs d'impôts courants	459	-	459
Autres débiteurs	10 309	-	10 309
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 743	-	5 743
<b>Actif courant</b>	<b>67 980</b>	<b>-</b>	<b>67 980</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>701</b>	<b>-</b>	<b>701</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>231 707</b>	<b>255</b>	<b>231 962</b>

<b>CAPITAUX PROPRES ET PASSIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	<b>31.12.2011</b> <b>PUBLIE</b>	<b>IMPACTS</b> <b>OPTION IAS 19</b>	<b>31.12.2011</b> <b>RETRAITE</b>
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	29 646	(2 087)	27 559
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>	<b>30 570</b>	<b>(2 087)</b>	<b>28 483</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 337	(148)	4 189
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>34 907</b>	<b>(2 235)</b>	<b>32 672</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	37 198	-	37 198
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	809	-	809
Provisions pour avantages du personnel	12 215	2 396	14 611
Autres provisions	1 338	-	1 338
<b>Provisions non courantes</b>	<b>51 560</b>	<b>2 396</b>	<b>53 956</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	41 769	-	41 769
Passifs financiers non courants	42 688	-	42 688
Autres créditeurs	4 989	-	4 989
Impôts différés passifs	4 479	-	4 479
<b>Passif non courant</b>	<b>145 485</b>	<b>2 396</b>	<b>147 881</b>
Provisions courantes	3 968	94	4 062
Fournisseurs et comptes rattachés	13 681	-	13 681
Passifs financiers courants	12 789	-	12 789
Dettes d'impôts courants	571	-	571
Autres créditeurs	19 900	-	19 900
<b>Passif courant</b>	<b>50 909</b>	<b>94</b>	<b>51 003</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>406</b>	<b>-</b>	<b>406</b>
<b>Total des capitaux propres et du passif</b>	<b>231 707</b>	<b>255</b>	<b>231 962</b>

## 2.5 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2011

(en millions d'euros)

### Opérations d'exploitation :

	S1 2011 PUBLIE	IMPACTS OPTION IAS 19	S1 2011 RETRAITE
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées</b>	<b>3 446</b>	<b>110</b>	<b>3 556</b>
Pertes de valeur (reprises)	269	-	269
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	3 297	(59)	3 238
Produits et charges financiers	661	-	661
Dividendes reçus des entreprises associées	290	-	290
Plus ou moins-values de cession	(409)	(51)	(460)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 519)	-	(1 519)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>6 035</b>	<b>-</b>	<b>6 035</b>
Frais financiers nets décaissés	(1 007)	-	(1 007)
Impôts sur le résultat payés	(582)	-	(582)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>	<b>4 446</b>	<b>-</b>	<b>4 446</b>

### Opérations d'investissement :

Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)	3 708	-	3 708
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(4 883)	-	(4 883)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	78	-	78
Variations d'actifs financiers	(1 132)	-	(1 132)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>	<b>(2 229)</b>	<b>-</b>	<b>(2 229)</b>

### Opérations de financement :

Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1 233)	-	(1 233)
Dividendes versés par EDF	(1 068)	-	(1 068)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(171)	-	(171)
Actions propres	(6)	-	(6)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>	<b>(2 478)</b>	<b>-</b>	<b>(2 478)</b>
Emissions d'emprunts	2 228	-	2 228
Remboursements d'emprunts	(1 943)	-	(1 943)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	93	-	93
Subventions d'investissement	22	-	22
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>	<b>400</b>	<b>-</b>	<b>400</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>	<b>(2 078)</b>	<b>-</b>	<b>(2 078)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>139</b>	<b>-</b>	<b>139</b>

<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>5 567</b>	<b>-</b>	<b>5 567</b>
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	139	-	139
Incidence des variations de change	(76)	-	(76)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	17	-	17
Incidence des autres reclassements	46	-	46
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>5 693</b>	<b>-</b>	<b>5 693</b>

## 3 EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2012

### 3.1 EDISON

#### 3.1.1 Prise de contrôle d'Edison par le groupe EDF

Suite à la levée des conditions suspensives, le groupe EDF a finalisé le 24 mai 2012 avec ses partenaires italiens l'opération de prise de contrôle du groupe d'énergie Edison. Dans ses principes, l'accord final est conforme à l'accord préliminaire signé le 26 décembre 2011 entre les parties.

Le Groupe prend ainsi le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TdE (50%) pour un montant total de 784 millions d'euros, correspondant à un prix négocié de 0,89 euro par action Edison. Au terme de cette opération, le Groupe détient 78,96% du capital et 80,64% des droits de vote d'Edison.

Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi a pris le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50%) et d'ALPIQ (20%) dans Edipower, pour un prix total de 884 millions d'euros. Par ailleurs, un contrat à long terme (6 ans) de fourniture de gaz a été signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50% des besoins en gaz de cette dernière.

Conformément aux dispositions de la réglementation boursière italienne, le groupe EDF a lancé une offre publique obligatoire sur Edison à un prix de 0,89 euro par action ordinaire. Le coût supplémentaire qui résulte du relèvement de cette offre par rapport au prix de 0,84 euro par action envisagé dans l'accord préliminaire du 26 décembre 2011, sera supporté à parts égales par le groupe EDF et Delmi – soit 24 millions d'euros au maximum pour chacun, en fonction du nombre d'actions apportées. L'ouverture de l'offre est intervenue le 2 juillet 2012 et sauf prolongation, la clôture interviendra le 3 août 2012.

#### 3.1.2 Traitement comptable de l'opération

Le rachat de 50% de TdE à Delmi se traduit par la prise de contrôle du groupe Edison et de TdE à la date du 24 mai 2012. Bien que l'offre publique obligatoire sur Edison lancée le 2 juillet 2012 soit une conséquence inévitable de l'acquisition de TdE du fait de la réglementation boursière italienne, elle constitue sur le plan comptable une transaction distincte de la prise de contrôle d'Edison dans la mesure où :

- Les actionnaires minoritaires gardent la liberté d'accepter ou non cette offre,
- Le contrôle est acquis dès le 24 mai 2012 indépendamment du nombre de titres qui seront apportés par les actionnaires minoritaires dans le cadre de l'offre et il ne peut pas être remis en cause.

Par conséquent, conformément à la norme IFRS 3 révisée (IFRS 3), les actifs et les passifs identifiables repris d'Edison et de TdE ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date de prise du contrôle. Les participations ne donnant pas le contrôle ont été évaluées sur option à la juste valeur en application de la méthode du « goodwill total ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 3, les valeurs ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

La quote-part de coût de l'offre publique obligatoire supportée par Delmi a été considérée comme une clause d'ajustement du prix d'acquisition de la participation dans TdE / Edison.

Ainsi, l'application d'IFRS 3 à la prise du contrôle d'Edison et TdE se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par les éléments suivants :

- Un résultat de cession, résultant d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur « market participant <sup>(1)</sup> » à la date de prise du contrôle, de (1 090) millions d'euros ;
- Un écart d'acquisition négatif (« goodwill négatif ») de 1 023 millions d'euros.

(1) La juste valeur « market participant » est le montant pour lequel un actif pourrait être échangé entre parties bien informées, consentantes et agissant dans des conditions de concurrence normale.



Par ailleurs, suite au relèvement du prix de cession à Delmi de la participation d'Edison dans Edipower dans le cadre de l'accord préliminaire du 26 décembre 2011, une reprise de perte de valeur a été comptabilisée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 en résultat pour un montant de 39 millions d'euros (en quote-part EDF). Enfin, des frais d'acquisition pour un montant avant impôt de (23) millions d'euros ont été enregistrés sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012.

L'ensemble de ces impacts financiers résultant de l'opération de prise de contrôle d'Edison et TdE génère ainsi une charge de (51) millions d'euros enregistrée dans le compte de résultat consolidé du 1<sup>er</sup> semestre 2012 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ».

### 3.1.3 Détermination du résultat de cession de la quote-part antérieurement détenue

En application de la norme IFRS 3, un résultat de cession, correspondant à la différence entre la valeur nette consolidée et la juste valeur « market participant » de la participation du Groupe dans les sous-groupes Edison et TdE à la date de prise de contrôle, est enregistré.

La juste valeur « market participant » correspond à la valeur de l'action Edison sur le marché, soit le prix de la transaction avec Delmi et les actionnaires minoritaires via l'offre publique obligatoire lancée le 2 juillet 2012 (0,89 euro par action).

Le résultat de cession est comptabilisé dans les comptes semestriels 2012 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ». Il a été déterminé comme suit.

*(en millions d'euros)*

(A) Juste valeur « market participant »	1 709
(B) Valeur nette comptable des participations antérieurement détenues	2 804
(C) Effet de recyclage des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	5
<b>(A-B+C) Résultat de cession</b>	<b>(1 090)</b>

### 3.1.4 Eléments du bilan d'ouverture d'Edison dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition

#### 3.1.4.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire

La juste valeur des actifs et passifs identifiables d'Edison correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base du dernier business plan d'Edison disponible (2012-2019) et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire d'Edison au 24 mai 2012 (en base 100%) s'établit comme suit.

<b>ACTIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	<b>Valeurs historiques</b>	<b>Ajustements de juste valeur</b>	<b>Valeurs d'ouverture provisoires</b>
Goodwill	2 859	(2 859)	-
Autres actifs incorporels	1 436	1 669	3 105
Immobilisations corporelles	5 222	1 358	6 580
Participations dans les entreprises associées	49	-	49
Actifs financiers	815	-	815
Impôts différés actifs	111	-	111
Stocks	324	-	324
Clients et comptes rattachés	3 157	-	3 157
Actifs d'impôts courants	24	-	24
Autres débiteurs	575	-	575
Trésorerie et équivalents de trésorerie	335	-	335
Actifs détenus en vue de leur vente	1	-	1
<b>Total de l'actif</b>	<b>14 908</b>	<b>168</b>	<b>15 076</b>

<b>CAPITAUX PROPRES ET PASSIF</b> <i>(en millions d'euros)</i>	<b>Valeurs historiques</b>	<b>Ajustements de juste valeur</b>	<b>Valeurs d'ouverture provisoires</b>
Capital	5 292	-	5 292
Réserves et résultats consolidés	1 660	(1 280)	380
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>	<b>6 952</b>	<b>(1 280)</b>	<b>5 672</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	150	328	478
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>7 102</b>	<b>(952)</b>	<b>6150</b>
Provisions	922	126	1 048
Passifs financiers	3 982	(39)	3 943
Impôts différés passifs	371	1 033	1 404
Fournisseurs et comptes rattachés	1 928	-	1 928
Dettes d'impôts courants	39	-	39
Autres créditeurs	564	-	564
<b>Total des capitaux propres et du passif</b>	<b>14 908</b>	<b>168</b>	<b>15 076</b>

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris correspondent aux éléments suivants.

- Annulation des goodwill historiques pour 2 859 millions d'euros
- Création d'un incorporel représentatif de la marque « Edison » pour 945 millions d'euros  
La marque a été valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires et un « scoring » résultant d'une étude marketing visant à la positionner par rapport aux principaux concurrents sur le marché italien.  
Etant donné la forte notoriété de la marque Edison en Italie et la volonté du Groupe d'en maintenir l'usage à long terme, sa durée de vie a été considérée comme étant indéfinie.  
La juste valeur attribuée à la marque Edison est sensible à la variation des principales hypothèses suivantes :
  - Taux de redevance
  - Taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs
- Revalorisation des actifs relatifs aux concessions hydrauliques (actifs incorporels) pour 1 165 millions d'euros  
La juste valeur des concessions hydrauliques a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés déterminés sur la base du dernier business plan disponible d'Edison (plan 2012-2019), intégrant une hypothèse de renouvellement systématique des concessions en cours pour une durée de 20 ans à compter de leur échéance de renégociation dans des conditions financières cependant révisées.  
Des facteurs de prudence ont été pris en compte via l'application d'une prime de risque au taux d'actualisation des flux de trésorerie et via la limitation du renouvellement des concessions à une durée de 20 ans. La réglementation italienne sur le sujet est en cours d'élaboration et 20 ans devrait être la durée minimale des futures concessions.

Cette juste valeur est sensible à la variation des principales hypothèses suivantes :

- Occurrence, durée et conditions du renouvellement des concessions
- Prix de marché de l'électricité en Italie
- Taux d'actualisation des flux de trésorerie

Les actifs relatifs aux concessions hydrauliques s'amortissent sur la base de l'hypothèse de durée des concessions (en moyenne de 26 ans).

- Revalorisation des contrats long terme d'approvisionnement en gaz pour 230 millions d'euros

Les contrats d'approvisionnement en gaz à long terme ont été revalorisés en utilisant la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés déterminés sur la base du dernier business plan disponible d'Edison (plan 2012-2019).

La juste valeur ainsi déterminée est sensible à la variation des principales hypothèses suivantes :

- Prix de marché du gaz et de l'électricité en Italie
- Niveaux de marge d'Edison résultant des renégociations des contrats (en cours et futures)
- Taux d'actualisation des flux de trésorerie

Les actifs incorporels relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme s'amortissent sur la base des volumes et de la durée des contrats (de 8 à 23 ans).

- Autres ajustements de juste valeur

Les autres ajustements concernent principalement les actifs de production d'électricité (notamment actifs thermiques et éoliens), les actifs d'Exploration-Production d'hydrocarbures, les quotas de CO<sub>2</sub>, les passifs éventuels et les passifs financiers.

Dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture d'Edison, les actifs d'Exploration-Production présentés dans le bilan historique d'Edison au niveau des actifs incorporels pour un montant de 1 027 millions d'euros - principalement au titre d'Abu Qir en Egypte - ont été reclassés au niveau des immobilisations corporelles. Ce classement au bilan matérialise une juste valeur représentative de réserves d'hydrocarbures.

- Impôts différés pour (1 033) millions d'euros

La revalorisation des impôts différés correspond uniquement aux effets d'impôts associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture.

Les ajustements de juste valeur des actifs et passifs de TdE (hors titres Edison) représentent un montant de 5 millions d'euros (net d'impôts) et sont relatifs à la mise en juste valeur de passifs financiers.

### 3.1.4.2 Détermination de l'écart d'acquisition provisoire

L'écart d'acquisition provisoire enregistré sur l'opération se détermine comme suit.

(en millions d'euros)

Juste valeur des titres antérieurement détenus	1 709
Prix d'acquisition de la participation	784
Juste valeur des participations ne donnant pas le contrôle <sup>(1)</sup>	991
Clause d'ajustement de prix / coûts supportés par Delmi	(24)
<b>Contrepartie transférée au 24 mai 2012</b>	<b>3 460</b>
Juste valeur de l'actif net Edison acquis	5 672
Juste valeur de l'actif net TdE acquis (hors titres Edison) <sup>(2)</sup>	(1 189)
<b>Juste valeur des actifs acquis et passifs repris</b>	<b>4 483</b>
<b>Goodwill négatif provisoire</b>	<b>(1 023)</b>

(1) Déterminé après application sur option de la méthode du « goodwill total » et sur la base du prix de l'offre publique obligatoire proposée aux actionnaires minoritaires, soit 0,89 euro par action Edison.

(2) Hors titres Edison, le bilan de TdE est principalement constitué de passifs financiers.

Conformément à IFRS 3.36 et IFRS 3.34, le processus d'identification des différents éléments pris en compte dans le calcul du goodwill négatif a été vérifié et validé pour confirmer l'existence effective de ce produit, et le goodwill négatif a été enregistré en produit dans le résultat net - part du Groupe du 1<sup>er</sup> semestre 2012.

### 3.1.5 Analyses de sensibilité

Les principales hypothèses auxquelles les éléments d'actifs et de passifs du bilan d'ouverture sont sensibles sont les suivantes :

- Prix de marché du gaz et de l'électricité en Italie,
- Volumes de ventes de gaz et d'électricité intégrés dans le business plan d'Edison (plan 2012-2019),
- Taux de redevance utilisés pour la valorisation de la marque « Edison »,
- Conditions financières des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz,
- Hypothèses de renouvellement des concessions hydrauliques (durée, conditions financières, ...),
- Taux d'actualisation par pays.

Conformément aux dispositions d'IFRS 3, les valeurs des actifs acquis et passifs repris ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

Plusieurs éléments spécifiques à cette opération rendent le caractère provisoire du bilan d'ouverture d'Edison particulièrement sensible :

- Proximité entre la date de prise de contrôle et la date d'arrêté des comptes semestriels du Groupe,
- Plan stratégique d'Edison en cours d'élaboration au moment de la prise de contrôle,
- Renégociations en cours de contrats long terme d'approvisionnement en gaz.

En cas d'ajustement du bilan d'ouverture dans le délai d'affectation mais postérieurement au 30 juin 2012, le fait d'être en situation de goodwill négatif conduirait à enregistrer les éventuels impacts sur le résultat du Groupe au titre de l'opération de prise de contrôle d'Edison. Une variation des justes valeurs retenues aurait ainsi un impact d'un montant équivalent à cette variation sur le résultat net du Groupe (une diminution ou une augmentation de la valeur des actifs se traduirait donc respectivement par une perte ou par un profit).

### 3.1.6 Impact de l'opération sur l'endettement financier net du Groupe au 30 juin 2012

L'opération de prise de contrôle d'Edison et TdE a les impacts suivants sur l'endettement financier net du Groupe au 30 juin 2012.

*(en millions d'euros)*

Prix d'acquisition des titres TdE	784
Prix de cession d'Edipower par Edison	(684)
<b>Décaissements nets</b>	<b>100</b>
Effets de la variation de périmètre / Edison	2 217
Effets de la variation de périmètre / TdE	634
Effets de la variation de périmètre / cession Edipower	(515)
Effets de la mise à la juste valeur des passifs financiers de TdE / Edison	(46)
<b>Effets des variations de périmètre et mise à la juste valeur</b>	<b>2 290</b>
<b>Augmentation / (diminution) de l'endettement financier net</b>	<b>2 390</b>

Dans le cadre de l'offre publique obligatoire faite aux actionnaires minoritaires, un montant maximum de 893 millions d'euros pourrait être décaissé sur le 2<sup>nd</sup> semestre 2012. Ce montant constitue un engagement hors bilan du Groupe au 30 juin 2012 (note 25.1.2).

### 3.1.7 Effets de la prise de contrôle d'Edison sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe au 1<sup>er</sup> semestre 2012

Si l'opération de prise de contrôle d'Edison était intervenue au 1<sup>er</sup> janvier 2012, les impacts sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe auraient été les suivants.

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2012 publié	S1 2012 proforma <sup>(1)</sup>	Variation
Chiffre d'affaires	36 222	38 716	+2 494
Excédent brut d'exploitation	9 075	9 186	+111
Résultat net – part du Groupe	2 768	2 736	(32)

(1) Données du 1<sup>er</sup> semestre 2012 avec intégration globale d'Edison à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012 (à compter du 24 mai 2012 pour les données publiées).

## 4 EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES EN FRANCE

### 4.1 LOI NOME – DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE

La Commission européenne a annoncé le 12 juin 2012 avoir validé sous conditions les aides présentes dans les tarifs réglementés de vente en France. La Commission avait ouvert une enquête en 2007 au sujet des tarifs réglementés de vente aux entreprises (tarifs Jaune, Vert et TaRTAM). La loi NOME a entre-temps modifié le contexte législatif et réglementaire français en supprimant le TaRTAM, en fixant la fin des tarifs Jaune et Vert d'ici fin 2015 et en mettant en place l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) pour tous les fournisseurs de clients en France.

Après enquête, la Commission européenne conclut que les tarifs aux entreprises constituent des aides d'Etat mais qu'elles sont néanmoins compatibles avec le droit européen aux conditions suivantes :

- maintien du prix de l'ARENH à 42€/MWh jusqu'à l'approbation par la Commission de la méthodologie de fixation du prix de l'ARENH,
- orientation progressive vers les coûts chaque année à compter de l'été 2012 puis disparition effective des tarifs Jaune et Vert fin 2015.

Cette décision clôt l'enquête de la Commission européenne au titre des aides d'Etat.

## 5 AUTRES EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION

### 5.1 POLOGNE

L'acquisition des participations d'EnBW dans les filiales ERSA, Kogeneracja et EDF Polska a été finalisée le 16 février 2012 pour un montant de 301 millions d'euros. A l'issue de cette opération, le groupe EDF possède 97,3% d'ERSA et 50% plus une action de Kogeneracja. Les entités Kogeneracja et Zielona Gora sont de nouveau consolidées en intégration globale au 16 février 2012, après être passées en intégration proportionnelle le 17 février 2011 suite à la cession d'EnBW.

L'opération d'acquisition d'intérêts minoritaires d'ERSA est traitée comme une transaction entre actionnaires, selon la norme IAS 27 amendée, avec pour conséquence dans les comptes consolidés du Groupe un impact sur les capitaux propres de (124) millions d'euros.

Par ailleurs, en application d'IFRS 3 révisée, un résultat de cession correspondant à la réévaluation de la quote-part antérieurement détenue dans Zielona Gora et Kogeneracja est enregistré pour (10) millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012. Le complément de goodwill associé à cette opération est inférieur à 1 million d'euros.

## 5.2 PHOTOWATT / PV ALLIANCE

L'offre de la reprise des activités de Photowatt par le groupe EDF a été retenue en date du 27 février 2012. Le Groupe, via sa filiale EDF Energies Nouvelles Réparties (EDF ENR) est entré en possession des actifs de Photowatt et a pris le contrôle de PV Alliance le 1<sup>er</sup> mars 2012. Cette reprise d'activités est sans impact significatif sur les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2012.

## 5.3 ENEREST

Electricité de Strasbourg a acquis le 1<sup>er</sup> avril 2012 une participation de 100% dans la société Enerest, fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg. Le prix d'acquisition s'élève à 139 millions d'euros. Suite à la réalisation d'un bilan d'ouverture provisoire, des actifs incorporels (principalement au titre de la relation clients et de la marque « Gaz de Strasbourg ») ont été valorisés pour 38 millions d'euros avant effets d'impôt. Le goodwill provisoire enregistré dans les comptes consolidés au 30 juin 2012 au titre de cette opération s'établit à 90 millions d'euros.

## 6 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 2011.

### 6.1 AU 30 JUIN 2012

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	20 706	4 821	3 607	4 009	3 079	-	36 222
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>3 379</b>	<b>(645)</b>	<b>36 222</b>
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>6 072</b>	<b>1 075</b>	<b>211</b>	<b>552</b>	<b>1 165</b>	<b>-</b>	<b>9 075</b>
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>4 093</b>	<b>690</b>	<b>(137)</b>	<b>53</b>	<b>903</b>	<b>-</b>	<b>5 602</b>

### 6.2 AU 30 JUIN 2011

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	19 495	4 390	3 052	3 800	2 727	-	33 464
Chiffre d'affaires inter-secteurs	249	-	-	73	314	(636)	-
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>19 744</b>	<b>4 390</b>	<b>3 052</b>	<b>3 873</b>	<b>3 041</b>	<b>(636)</b>	<b>33 464</b>
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>5 733</b>	<b>1 186</b>	<b>218</b>	<b>638</b>	<b>900</b>	<b>-</b>	<b>8 675</b>
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>3 565</b>	<b>723</b>	<b>(30)</b>	<b>671</b>	<b>437</b>	<b>-</b>	<b>5 366</b>

## 7 CHIFFRE D'AFFAIRES

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2012	S1 2011
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	33 525	30 918
Autres ventes de biens et de services	2 246	2 068
Trading	451	478
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>36 222</b>	<b>33 464</b>

## 8 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels comprennent la « Contribution au Service Public de l'Electricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est 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. Le mécanisme de la CSPE se traduit par la comptabilisation dans les comptes consolidés d'un produit de 2 385 millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2012 (1 721 millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2011).

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012, les autres produits et charges opérationnels intègrent également :

- à hauteur de 72 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 (201 millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 187 millions d'euros.

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011, les autres produits et charges opérationnels intègrent une charge nette de (118) millions d'euros relative au mécanisme de compensation TaRTAM, résultant à hauteur de (170) millions d'euros de l'arrêt du 4 juillet 2011 publié suite à une ré-estimation du coût par la Commission de Régulation de l'Énergie, sur la base des informations communiquées par les fournisseurs concernés.

## 9 PERTES DE VALEUR

### 9.1 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. Le test de dépréciation a par conséquent été mis à jour en 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. Une diminution de 233 millions d'euros de la valeur recouvrable des actifs de CENG est ainsi constatée.

### 9.2 AU 30 JUIN 2011

Les pertes de valeurs s'élèvent à (269) millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2011, dont (174) millions d'euros relatifs aux activités en Italie et en Espagne du groupe Dalkia et (60) millions d'euros relatifs à des actifs de production d'Edison.

## 10 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

### 10.1 AU 30 JUIN 2012

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,
- 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).

### 10.2 AU 30 JUIN 2011

Les autres produits et charges d'exploitation du 1<sup>er</sup> semestre 2011 correspondent à la plus-value liée à l'opération de cession d'EnBW pour 327 millions d'euros.

## 11 RESULTAT FINANCIER

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 2012	S1 2011
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(691)	(670)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(800)	(775)
Autres provisions et avances	(71)	(79)
<b>Effet de l'actualisation</b>	<b>(1 562)</b>	<b>(1 524)</b>

## 12 IMPOTS SUR LES RESULTATS

Les impôts sur les résultats s'élèvent à (1 235) millions d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2012, correspondant à un taux effectif d'impôt de 32,6 % (charge de (995) millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,0 % au 1<sup>er</sup> semestre 2011). Ils résultent de l'application du taux effectif d'impôt prévisionnel pour l'exercice 2012 au résultat avant impôt du 1<sup>er</sup> semestre 2012.

La hausse du taux effectif d'impôt observée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2011 s'explique principalement par la hausse de 1,7 point du taux d'impôt en France votée en fin d'année 2011 et par l'effet positif non récurrent lié à la faible fiscalisation du résultat de cession de la participation du Groupe dans EnBW sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011 (sans équivalent sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012).



## 13 GOODWILL

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

<b>Valeur nette comptable au 31.12.2011</b>	<b>11 648</b>
Acquisitions	128
Cessions	-
Pertes de valeur	(27)
Ecart de conversion	306
Mouvements de périmètre et autres	(1 400)
<b>Valeur nette comptable au 30.06.2012</b>	<b>10 655</b>
Valeur brute au 30.06.2012	11 939
Cumul des pertes de valeur au 30.06.2012	(1 284)

Les acquisitions de la période intègrent un goodwill de 90 millions d'euros enregistré suite à la prise de contrôle d'Enerest par Electricité de Strasbourg.

Les mouvements de périmètre de la période intègrent à hauteur de (1 400) millions d'euros la décomptabilisation du goodwill historique d'Edison suite à la détermination de la juste valeur des actifs acquis et passifs repris effectuée dans le cadre de la prise de contrôle intervenue le 24 mai 2012.

## 14 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>30.06.2012</b>	<b>31.12.2011</b>
Immobilisations	44 920	44 342
Immobilisations en cours	1 274	1 159
<b>Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>46 194</b>	<b>45 501</b>
Immobilisations	6 185	5 326
Immobilisations en cours	934	696
<b>Immobilisations en concessions des autres activités</b>	<b>7 119</b>	<b>6 022</b>
Immobilisations de production	50 247	47 184
Immobilisations en cours	15 360	12 951
Immobilisations financées par location-financement	308	310
<b>Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre</b>	<b>65 915</b>	<b>60 445</b>

L'augmentation des immobilisations corporelles sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 intègre notamment les effets de la prise de contrôle d'Edison.

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 30.06.2012</b>	<b>78 989</b>	<b>12 580</b>	<b>107 697</b>
Amortissements et pertes de valeur au 30.06.2012	(34 069)	(6 395)	(57 450)
<b>Valeur nette au 30.06.2012</b>	<b>44 920</b>	<b>6 185</b>	<b>50 247</b>
<b>Valeur nette au 31.12.2011</b>	<b>44 342</b>	<b>5 326</b>	<b>47 184</b>

(1) Les actifs de réseaux représentent l'essentiel des montants : 73 590 millions d'euros en valeur brute et 42 832 millions d'euros en valeur nette au 30 juin 2012 (72 345 millions d'euros en valeur brute et 42 279 millions d'euros en valeur nette au 31 décembre 2011).

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<b>Valeurs nettes au 30.06.2012</b>	<b>5 510</b>	<b>27 016</b>	<b>9 045</b>	<b>389</b>	<b>8 287</b>	<b>50 247</b>
<b>Valeurs nettes au 31.12.2011</b>	<b>5 306</b>	<b>27 258</b>	<b>6 170</b>	<b>391</b>	<b>8 059</b>	<b>47 184</b>

Des dépréciations d'actifs corporels ont été enregistrées à hauteur de (254) millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012, dont (233) millions d'euros relatifs aux installations de production de CENG (voir note 9.1).

## 15 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES

Le détail des entreprises associées est le suivant :

<i>(en millions d'euros)</i>	Activité principale <sup>(1)</sup>	Quote-part d'intérêts dans le capital %	30.06.2012		31.12.2011	
			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	4 741	290	4 620	272
ALPIQ	P	25,00	1 420	15	1 396	(276)
Taishan	P	30,00	706	-	688	-
Dalkia Holding	A	34,00	431	8	443	23
NTPC	P	40,00	140	19	125	23
Autres participations dans les entreprises associées			316	11	272	9
<b>Total</b>			<b>7 754</b>	<b>343</b>	<b>7 544</b>	<b>51</b>

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

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

### 15.1.1 ELEMENTS FINANCIERS DE RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 sont les suivants :

*(en millions d'euros)*

Excédent brut d'exploitation	922
Résultat net	290
Capitaux propres au 30 juin 2012	4 741
Total bilan au 30 juin 2012	14 762
Endettement financier net au 30 juin 2012	6 445

### 15.1.2 OPERATIONS ENTRE LE GROUPE EDF ET RTE

Au 30 juin 2012, 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 2012, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 1 669 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 2012 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 107 millions d'euros et 106 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 146 millions d'euros.

#### Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via des prêts pour un montant total de 1 203 millions d'euros au 30 juin 2012 (1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011). Les charges d'intérêts enregistrées par RTE au titre de ces prêts s'élèvent à 36 millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012.

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

## 16 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

### 16.1 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>	30.06.2012			31.12.2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 933	12	<b>4 945</b>	4 482	12	<b>4 494</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	14 004	15 239	<b>29 243</b>	10 413	13 915	<b>24 328</b>
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	1	17	<b>18</b>	3	16	<b>19</b>
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 013	1 773	<b>2 786</b>	914	1 862	<b>2 776</b>
Prêts et créances financières	874	8 272	<b>9 146</b>	1 168	8 455	<b>9 623</b>
<b>Actifs financiers courants et non courants<sup>(1)</sup></b>	<b>20 825</b>	<b>25 313</b>	<b>46 138</b>	<b>16 980</b>	<b>24 260</b>	<b>41 240</b>

(1) Nets de dépréciation pour (1 138) millions d'euros au 30 juin 2012 ((1 141) millions d'euros au 31 décembre 2011).

## 16.2 DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS

### 16.2.1 ACTIFS FINANCIERS A LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RESULTAT

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 929	4 478
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	4	4
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	12	12
<b>Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat</b>	<b>4 945</b>	<b>4 494</b>

### 16.2.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012			31.12.2011		
	Actions <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	Total	Actions <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	6 688	7 407	<b>14 095</b>	5 801	7 510	<b>13 311</b>
Actifs liquides	2 815	10 247	<b>13 062</b>	2 782	6 242	<b>9 024</b>
Autres titres	2 015	71	<b>2 086</b>	1 918	75	<b>1 993</b>
<b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>	<b>11 518</b>	<b>17 725</b>	<b>29 243</b>	<b>10 501</b>	<b>13 827</b>	<b>24 328</b>

(1) Actions ou OPCVM.

#### 16.2.2.1 Actifs liquides

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 606 millions d'euros (2 187 millions d'euros au 31 décembre 2011).

#### 16.2.2.2 Autres titres

Au 30 juin 2012, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 609 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 Inc., de titres Exelon pour 385 millions d'euros (les titres Exelon se sont substitués aux titres CEG suite à la fusion de ces deux sociétés finalisée en mars 2012) ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 88 millions d'euros et Veolia Environnement pour 220 millions d'euros.

## 16.3 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 6 900 millions d'euros au 30 juin 2012 (7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011).

## 17 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	19 423	17 962
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	2 249	3 613
Dépréciation	(883)	(667)
<b>Clients et comptes rattachés - valeur nette</b>	<b>20 789</b>	<b>20 908</b>

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

Des opérations de titrisations de créances clients sont réalisées de manière récurrente principalement par Edison, pour un montant de 2 482 millions d'euros au 30 juin 2012 (2 572 millions d'euros en quote-part EDF au 31 décembre 2011). Ces opérations sont réalisées sans recours et le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

## 18 AUTRES DEBITEURS

Les « Autres débiteurs » comprennent le produit à recevoir relatif à la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) d'EDF pour un montant de 4 508 millions d'euros au 30 juin 2012 (3 821 millions d'euros au 31 décembre 2011). Ce montant correspond au déficit de collecte de la CSPE ; il est comptabilisé pour sa valeur nominale et ne porte pas intérêt. L'horizon de recouvrement de ce produit à recevoir est actuellement estimé à l'année 2016 et repose sur une hypothèse de progression régulière des charges de service public de l'électricité jusqu'en 2020 ainsi que sur l'augmentation progressive du taux de contribution telle que prévue par la loi.

Les autres créances comprennent également des créances envers l'État et les collectivités publiques (dont 1 362 millions d'euros au 30 juin 2012 de créances de TVA au niveau d'EDF).

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

Au 31 décembre 2011, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent à la participation d'Edison dans Edipower qui a été cédée le 24 mai 2012 (voir note 3.1).

## 20 CAPITAUX PROPRES

### 20.1 CAPITAL SOCIAL

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 2011).

### 20.2 ACTIONS PROPRES

Dans le cadre du programme de rachat d'actions qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), 1 419 109 actions ont été achetées au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2012 pour un montant total de 24 millions d'euros et 1 324 109 actions ont été vendues pour un montant total de 23 millions d'euros.

Au 30 juin 2012, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés s'élèvent au total à (23) millions d'euros.

## 20.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2012 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2011 de 1,15 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 16 décembre 2011, le solde de 0,58 euro par action a été mis en paiement le 6 juin 2012 pour un montant de 1 072 millions d'euros.

## 20.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

### 20.4.1 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012		30.06.2011	
	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	598	98	(145)	25
Actifs liquides	47	17	25	22
Autres titres	(85)	68	(52)	147
<b>Actifs financiers disponibles à la vente</b>	<b>560</b>	<b>183</b>	<b>(172)</b>	<b>194</b>

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

(2) + / ( ) : augmentation / (diminution) du résultat

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.

Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 intègrent un produit de 66 millions d'euros lié à la transformation des titres CEG en titres Exelon dans le cadre de la finalisation de la fusion entre ces deux sociétés le 12 mars 2012.

Les variations brutes de juste valeur sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011 concernent principalement :

- EDF pour (306) millions d'euros, dont (170) millions d'euros au titre des actifs dédiés ;
- EDF Inc. pour 69 millions d'euros sur les titres CEG ;
- CENG pour 17 millions d'euros au titre du Decommissioning Trust Fund.

### 20.4.2 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>	30.06.2012			30.06.2011		
	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	(24)	-	(1)	(21)	-	-
Couverture de change	21	53	9	(375)	(199)	3
Couverture d'investissement net à l'étranger	(729)	-	-	740	-	-
Couverture de matières premières	(417)	(294)	-	(214)	(109)	-
<b>Instruments financiers de couverture</b>	<b>(1 149)</b>	<b>(241)</b>	<b>8</b>	<b>130</b>	<b>(308)</b>	<b>3</b>

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

(2) + / ( ) : augmentation / (diminution) du résultat

## 21 PROVISIONS

### 21.1 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	30.06.2012			31.12.2011		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	21.2	1 053	17 746	18 799	1 302	17 528	18 830
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21.2	237	19 519	19 756	173	19 670	19 843
<b>Provisions liées à la production nucléaire</b>	<b>21.2</b>	<b>1 290</b>	<b>37 265</b>	<b>38 555</b>	<b>1 475</b>	<b>37 198</b>	<b>38 673</b>
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		45	1 024	1 069	41	809	850
Provisions pour avantages du personnel	21.4	974	16 287	17 261	940	14 611	15 551
Autres provisions	21.5	1 361	1 868	3 229	1 606	1 338	2 944
<b>Total provisions</b>		<b>3 670</b>	<b>56 444</b>	<b>60 114</b>	<b>4 062</b>	<b>53 956</b>	<b>58 018</b>

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

Sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012, les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2011	Augmentations	Diminutions		Autres Mouvements	30.06.2012
			Provisions Utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 530	422	(323)	(92)	(63)	11 474
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 300	177	(144)	(8)	-	7 325
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>18 830</b>	<b>599</b>	<b>(467)</b>	<b>(100)</b>	<b>(63)</b>	<b>18 799</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 430	311	(100)	-	(290)	16 351
Provisions pour derniers cœurs	3 413	82	-	-	(90)	3 405
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>19 843</b>	<b>393</b>	<b>(100)</b>	<b>-</b>	<b>(380)</b>	<b>19 756</b>
<b>Provisions liées à la production nucléaire</b>	<b>38 673</b>	<b>992</b>	<b>(567)</b>	<b>(100)</b>	<b>(443)</b>	<b>38 555</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 (309) millions d'euros, dont (608) millions d'euros résultant de l'extension de 7 ans de la durée d'exploitation des centrales nucléaires intervenue sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012.

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	CENG	Autres	Total
Provisions pour gestion du combustible utilisé	9 081	2 391	-	2	11 474
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 744	581	-	-	7 325
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire au 30.06.2012</b>	<b>15 825</b>	<b>2 972</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>18 799</b>
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31.12.2011</b>	<b>15 865</b>	<b>2 962</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>18 830</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 571	4 115	505	160	16 351
Provisions pour derniers cœurs	2 071	1 285	49	-	3 405
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 30.06.2012</b>	<b>13 642</b>	<b>5 400</b>	<b>554</b>	<b>160</b>	<b>19 756</b>
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31.12.2011</b>	<b>13 378</b>	<b>5 791</b>	<b>519</b>	<b>155</b>	<b>19 843</b>

La baisse des provisions pour déconstructions et des provisions pour derniers cœurs d'EDF Energy observée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 résulte à hauteur de respectivement (608) et (146) millions d'euros de l'effet de l'extension de 7 ans de la durée d'exploitation de ses centrales nucléaires.

### 21.3 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.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrales de Creys-Malville, de Brennilis et de Chooz A), la provision est évaluée à partir de devis (coûts et plannings) dont la dernière mise à jour date de 2008. Le réexamen de ces devis devrait être finalisé sur le second semestre 2012.

Le taux d'actualisation et la méthode de calcul pour l'évaluation des provisions sont identiques à ceux utilisés au 31 décembre 2011. Les contraintes de plafond réglementaire et les facteurs de sensibilité des provisions aux hypothèses retenues restent également identiques.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin juin 2012 et réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée (le taux d'actualisation nominal retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %).

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012		31.12.2011	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	14 891	9 081	14 844	9 143
Gestion à long terme des déchets radioactifs	24 006	6 744	23 801	6 722
<b>Aval du cycle nucléaire</b>	<b>38 897</b>	<b>15 825</b>	<b>38 645</b>	<b>15 865</b>
Déconstruction des centrales nucléaires	21 244	11 571	21 108	11 366
Derniers cœurs	3 941	2 071	3 888	2 012
<b>Déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>25 185</b>	<b>13 642</b>	<b>24 996</b>	<b>13 378</b>



## 21.4 AVANTAGES DU PERSONNEL

### 21.4.1 Groupe EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Provision pour avantages du personnel - part courante	974	940
Provision pour avantages du personnel - part non courante	16 287	14 611
<b>Provision pour avantages du personnel</b>	<b>17 261</b>	<b>15 551</b>

#### 21.4.1.1 Décomposition de la variation de la provision

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<b>Solde au 31.12.2011</b>	<b>28 267</b>	<b>(12 594)</b>	<b>15 673</b>	<b>(122)</b>	<b>15 551</b>
Charge nette du 1 <sup>er</sup> semestre 2012	1 157	(316)	841	7	848
Variation des écarts actuariels	1 841	(306)	1 535	-	1 535
Cotisations versées aux fonds	-	(179)	(179)	-	(179)
Cotisations salariales	10	(10)	-	-	-
Prestations versées	(682)	115	(567)	-	(567)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-
Ecart de conversion	233	(186)	47	-	47
Mouvements de périmètre	34	-	34	-	34
Autres variations	18	(27)	(9)	1	(8)
<b>Solde au 30.06.2012</b>	<b>30 878</b>	<b>(13 503)</b>	<b>17 375</b>	<b>(114)</b>	<b>17 261</b>

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012
Coût des services rendus	(371)
Charges d'intérêts (actualisation)	(691)
Rendement escompté des actifs de couverture	316
Coûts des services passés	(7)
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(96)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	1
<b>Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme</b>	<b>(848)</b>
dont :	
Résultat d'exploitation	(473)
Résultat financier	(375)

### 21.4.1.3 Provision par segment opérationnel

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>Engagements au 31.12.2011</b>	<b>21 454</b>	<b>6 027</b>	<b>37</b>	<b>462</b>	<b>287</b>	<b>28 267</b>
Charge nette du 1 <sup>er</sup> semestre 2012	884	244	2	17	10	1 157
Variation des écarts actuariels	1 482	316	1	-	42	1 841
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	10	-	-	-	10
Prestations versées	(571)	(95)	(1)	(11)	(4)	(682)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Écarts de conversion	-	222	-	10	1	233
Mouvements de périmètre	-	-	17	6	11	34
Autres variations	-	(3)	(2)	(3)	26	18
<b>Engagements au 30.06.2012</b>	<b>23 249</b>	<b>6 721</b>	<b>54</b>	<b>481</b>	<b>373</b>	<b>30 878</b>
Juste valeur des actifs de couverture	(7 667)	(5 478)	-	(195)	(163)	(13 503)
Coûts des services passés non comptabilisés	(111)	-	-	(2)	(1)	(114)
<b>Provision au 30.06.2012 au titre des avantages du personnel</b>	<b>15 471</b>	<b>1 243</b>	<b>54</b>	<b>284</b>	<b>209</b>	<b>17 261</b>

(en millions d'euros)

	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
<b>Engagements au 31.12.2011</b>	<b>21 454</b>	<b>6 027</b>	<b>37</b>	<b>462</b>	<b>287</b>	<b>28 267</b>
Juste valeur des actifs de couverture	(7 306)	(4 978)	-	(181)	(129)	(12 594)
Coûts des services passés non comptabilisés	(117)	-	-	(3)	(2)	(122)
<b>Provision au 31.12.2011 au titre des avantages du personnel</b>	<b>14 031</b>	<b>1 049</b>	<b>37</b>	<b>278</b>	<b>156</b>	<b>15 551</b>

## 21.4.2 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.

### 21.4.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<b>Soldes au 31.12.2011</b>	<b>21 454</b>	<b>(7 306)</b>	<b>14 148</b>	<b>(117)</b>	<b>14 031</b>
Charge nette du 1 <sup>er</sup> semestre 2012	884	(176)	708	6	714
Variation des écarts actuariels	1 482	(185)	1 297	-	1 297
Cotisations versées aux fonds	-	(10)	(10)	-	(10)
Cotisations salariales	-	-	-	-	-
Prestations versées	(571)	10	(561)	-	(561)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-
Autres variations	-	-	-	-	-
<b>Soldes au 30.06.2012</b>	<b>23 249</b>	<b>(7 667)</b>	<b>15 582</b>	<b>(111)</b>	<b>15 471</b>

La variation des écarts actuariels est principalement liée à la baisse de 0,5 point du taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel, qui s'établit à 4,5% au 30 juin 2012 (5,0% au 31 décembre 2011).

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

	30.06.2012
<i>(en millions d'euros)</i>	
Coût des services rendus	(255)
Charges d'intérêts (actualisation)	(534)
Rendement escompté des actifs de couverture	176
Coûts des services passés	(6)
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(95)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-
<b>Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme</b>	<b>(714)</b>
dont :	
Résultat d'exploitation	(356)
Résultat financier	(358)

### 21.4.2.3 Hypothèses actuarielles

<i>(en %)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Taux d'actualisation	4,50%	5,00%
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	4,70%	4,70%
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 14 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'application de cette méthode a conduit le Groupe à revoir le taux d'actualisation à 4,5% pour le 1<sup>er</sup> semestre 2012.

## 21.4.3 Royaume-Uni

### 21.4.3.1 Décomposition de la variation de la provision

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<b>Soldes au 31.12.2011</b>	<b>6 027</b>	<b>(4 978)</b>	<b>1 049</b>	<b>-</b>	<b>1 049</b>
Charge nette du 1 <sup>er</sup> semestre 2012	244	(130)	114	-	114
Variation des écarts actuariels	316	(118)	198	-	198
Cotisations versées aux fonds	-	(156)	(156)	-	(156)
Cotisations salariales	10	(10)	-	-	-
Prestations versées	(95)	95	-	-	-
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-
Ecarts de conversion	222	(182)	40	-	40
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres variations	(3)	1	(2)	-	(2)
<b>Soldes au 30.06.2012</b>	<b>6 721</b>	<b>(5 478)</b>	<b>1 243</b>	<b>-</b>	<b>1 243</b>

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

	30.06.2012
<i>(en millions d'euros)</i>	
Coût des services rendus de l'exercice	(100)
Charges d'intérêts (actualisation)	(144)
Rendement escompté des actifs de couverture	130
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-
<b>Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme</b>	<b>(114)</b>
dont :	
Résultat d'exploitation	(100)
Résultat financier	(14)

### 21.4.3.3 Hypothèses actuarielles

<i>(en %)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Taux d'actualisation	4,40%	4,70%
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	5,10%	5,10%
Taux d'augmentation des salaires	4,60%	4,70%

## 21.5 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

### 21.5.1 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31.12.2011	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30.06.2012
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	194	-	-	(18)	-	(2)	174
Provisions pour risques fiscaux	266	24	(2)	-	148	1	437
Provisions pour litiges	563	6	(12)	(36)	71	2	594
Provisions pour contrats onéreux	768	18	(117)	-	-	16	685
Autres provisions	1 153	606	(469)	(45)	179	(85)	1 339
<b>Autres provisions</b>	<b>2 944</b>	<b>654</b>	<b>(600)</b>	<b>(99)</b>	<b>398</b>	<b>(68)</b>	<b>3 229</b>

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur :

- des contrats de vente British Energy pour 53 millions d'euros au 30 juin 2012 (130 millions d'euros au 31 décembre 2011) ;
- des contrats de vente CENG pour 494 millions d'euros au 30 juin 2012 (491 millions d'euros au 31 décembre 2011).

Au 30 juin 2012, les autres provisions intègrent des provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 574 millions d'euros (466 millions d'euros au 31 décembre 2011).

## 21.5.2 PASSIFS EVENTUELS

Les principales évolutions observées sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2011 en note 45 sont les suivantes.

### 21.5.2.1 *Assignment du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW*

Le 22 février 2012, EDF International a reçu 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 à 840 millions d'euros le 11 juillet 2012 dans un nouveau rapport d'expert mandaté par le Land sur la valorisation d'EnBW. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

EDF considère cette demande dépourvue de fondement et abusive, et envisage de réclamer des dommages et intérêts pour les préjudices de toute nature subis du fait de cette procédure.

### 21.5.2.2 *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.

### 21.5.2.3 *ERDF – Recours contre les décisions tarifaires TURPE 3*

Le 17 août 2009, un recours a été formé auprès du Conseil d'Etat par certains intervenants du marché de l'énergie, visant à annuler les décisions tarifaires TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009. Le Conseil d'Etat a rendu le 28 mars 2012 une décision qui confirme la régularité de la procédure d'adoption de TURPE 3 mais demande, avant de se prononcer au fond, un avis externe portant notamment sur le mode de détermination du coût moyen pondéré du capital.

### 21.5.2.4 *Offre publique obligatoire Edison – Recours de la société Carlo Tassara*

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal Administratif Régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur Edison lancée par TdE. Carlo Tassara demande également la suspension de l'avis de la CONSOB du 3 mai 2012 qui a permis à TdE le lancement de l'offre sur la base d'un prix de 0,89 euro, et donc une suspension de l'offre en cours. A l'audience sur la suspension du 25 juillet 2012, le Tribunal a refusé cette demande de suspension en l'absence de décision de la CONSOB sur la demande de Carlo Tassara d'augmentation du prix de l'offre décrite ci-dessous. Une nouvelle audience est donc fixée au 30 août 2012. La décision du Tribunal au fond concernant la demande relative au prix de l'offre de 0,89 euro ne devrait intervenir que vers la fin de l'année 2012 au plus tôt, quelle que soit par ailleurs la décision du Tribunal sur la suspension.

En parallèle, le 31 mai 2012, le demandeur a adressé à la CONSOB une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire. La date limite pour une réponse de la CONSOB à cette demande est le 3 août 2012.

## 22 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>	30.06.2012	31.12.2011
Contre-valeur des biens	40 861	40 307
Financement concessionnaire non amorti	(19 774)	(19 383)
<b>Droits sur biens existants - valeurs nettes</b>	<b>21 087</b>	<b>20 924</b>
Amortissement financement du concédant	10 210	9 923
Provisions pour renouvellement	10 777	10 922
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>20 987</b>	<b>20 845</b>
<b>Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>42 074</b>	<b>41 769</b>

Les passifs spécifiques des concessions sont évalués suivant des méthodes identiques à celles exposées dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2011, en particulier dans la note 1.3.2.6 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.

## 23 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

### 23.1 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>	30.06.2012			31.12.2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	45 364	14 686	60 050	41 989	8 045	50 034
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 928	3 928	-	3 433	3 433
Juste valeur négative des dérivés de couverture	746	1 453	2 199	699	1 311	2 010
<b>Passifs financiers</b>	<b>46 110</b>	<b>20 067</b>	<b>66 177</b>	<b>42 688</b>	<b>12 789</b>	<b>55 477</b>

La hausse de la part courante des emprunts et dettes financières observée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 est liée à hauteur de 2 005 millions d'euros à TdE et Edison.

### 23.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES

#### 23.2.1 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 31.12.2011</b>	<b>37 524</b>	<b>5 481</b>	<b>5 567</b>	<b>371</b>	<b>1 091</b>	<b>50 034</b>
Augmentations	3 943	806	3 729	2	130	8 610
Diminutions	(536)	(1 272)	(289)	-	(38)	(2 135)
Ecart de conversion	359	41	73	-	1	474
Mouvements de périmètre	944	1 656	152	23	2	2 777
Autres mouvements <sup>(1)</sup>	342	(29)	(23)	19	(19)	290
<b>Soldes au 30.06.2012</b>	<b>42 576</b>	<b>6 683</b>	<b>9 209</b>	<b>415</b>	<b>1 167</b>	<b>60 050</b>

(1) Les autres mouvements sur emprunts et dettes financières correspondent à des variations de juste valeur pour un montant de 358 millions d'euros.

Au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2012, EDF a reçu les fonds provenant des émissions obligataires suivantes :

- deux milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875% d'une maturité de 10 ans, en date du 18 janvier 2012 ;
- un milliard d'euros, avec un coupon de 4,125%, d'une maturité de 15 ans, et 500 millions de livres sterling avec un coupon de 5,5%, d'une maturité de 25 ans, en date du 27 mars 2012.

### 23.2.2 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	1 968	3 028	8 483	40	1 167	<b>14 686</b>
Entre un et cinq ans	11 939	1 546	332	111	-	<b>13 928</b>
A plus de cinq ans	28 669	2 109	394	264	-	<b>31 436</b>
<b>Emprunts et dettes financières au 30.06.2012</b>	<b>42 576</b>	<b>6 683</b>	<b>9 209</b>	<b>415</b>	<b>1 167</b>	<b>60 050</b>

### 23.2.3 LIGNES DE CREDIT

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 9 128 millions d'euros au 30 juin 2012 (10 179 millions d'euros au 31 décembre 2011).

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012			31.12.2011	
	Total	Échéances		Total	
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Lignes de crédit confirmées	<b>9 128</b>	1 310	7 812	6	<b>10 179</b>

La variation des lignes de crédit observée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 intègre un effet favorable de 234 millions d'euros suite au passage en intégration globale d'Edison à compter du 24 mai 2012.

## 23.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30.06.2012	31.12.2011
Emprunts et dettes financières	23.2	60 050	50 034
Dérivés de couvertures des dettes		(1 149)	(834)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(4 920)	(5 743)
Actifs liquides	16.2.2	(13 062)	(9 024)
Prêt à RTE	15.1.2	(1 203)	(1 400)
Endettement financier net lié aux actifs destinés à être cédés		-	252
<b>Endettement financier net</b>		<b>39 716</b>	<b>33 285</b>

La prise de contrôle conduisant à une intégration globale d'Edison et de TdE se traduit par une augmentation de l'endettement financier net du groupe EDF au 30 juin 2012 de 2 390 millions d'euros (voir note 3.1.6).

## 24 AUTRES CREDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Avances et acomptes reçus	6 349	6 696
Fournisseurs d'immobilisations	1 796	2 404
Dettes fiscales et sociales	7 359	7 102
Produits constatés d'avance	5 739	5 935
Autres dettes	2 850	2 752
<b>Autres créditeurs</b>	<b>24 093</b>	<b>24 889</b>
dont part non courante	4 803	4 989
dont part courante	19 290	19 900

Au 30 juin 2012, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 5 419 millions d'euros (5 239 millions d'euros au 31 décembre 2011).

Au 30 juin 2012, les dettes fiscales et sociales incluent notamment un montant de 632 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (579 millions d'euros au 31 décembre 2011).

Au 30 juin 2012, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 810 millions d'euros (2 814 millions au 31 décembre 2011), dont une avance de 518 millions d'euros versée par le groupe Enel dans le cadre du partenariat industriel conclu autour de l'EPR de Flamanville (513 millions d'euros au 31 décembre 2011). Cette avance fait l'objet de conditions contractuelles spécifiques qui autorisent Enel – en cas de survenance – à se désengager financièrement et opérationnellement de ce projet, avec pour conséquence l'obligation pour le groupe EDF de procéder à son remboursement.

Les produits constatés d'avance intègrent également depuis 2010, l'avance versée au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

## 25 ENGAGEMENTS HORS BILAN

### 25.1 ENGAGEMENTS DONNES

<i>(en millions d'euros)</i>		30.06.2012	31.12.2011
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	25.1.1	20 986	19 791
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	25.1.2	984	629
Engagements donnés liés au financement	25.1.3	4 411	3 906

Par ailleurs, les engagements d'achats de matières premières, d'énergie et de combustible nucléaire s'élèvent à 39 928 millions d'euros au 31 décembre 2011. Hormis l'effet du passage en intégration globale d'Edison, aucune variation significative n'a été constatée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012.



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

Au 30 juin 2012, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	560	566
Engagements sur commandes d'exploitation	4 807	4 354
Engagements sur commandes d'immobilisations	11 699	12 083
Autres engagements liés à l'exploitation	3 920	2 788
<b>Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation</b>	<b>20 986</b>	<b>19 791</b>

La variation observée sur le 1<sup>er</sup> semestre 2012 intègre principalement l'effet du passage en intégration globale d'Edison au 24 mai 2012.

### 25.1.2 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>	30.06.2012	31.12.2011
Engagements d'acquisition de titres	948	427
Autres engagements donnés liés aux investissements	36	202
<b>Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs</b>	<b>984</b>	<b>629</b>

L'offre publique obligatoire lancée par le Groupe le 2 juillet 2012 au bénéfice des actionnaires minoritaires d'Edison génère dans les comptes consolidés semestriels 2012 un engagement d'acquisition de titres pour un montant de 893 millions d'euros.

Les engagements d'acquisition de titres du 31 décembre 2011 incluent l'engagement de rachat des participations d'EnBW dans des entités polonaises pour un montant de 301 millions d'euros. Le rachat de ses participations par le Groupe est intervenu le 16 février 2012.

### 25.1.3 ENGAGEMENTS DONNES LIES AU FINANCEMENT

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 30 juin 2012 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Sûretés réelles d'actifs	3 826	3 449
Garanties sur emprunts	246	158
Autres engagements liés au financement	339	299
<b>Engagements donnés liés au financement</b>	<b>4 411</b>	<b>3 906</b>

## 25.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Les engagements reçus détaillés ci-après ne comprennent pas les lignes de crédit - détaillées en note 23.2.3 - et les engagements de livraison d'électricité.

<i>(en millions d'euros)</i>	30.06.2012	31.12.2011
Engagements reçus liés à l'exploitation	1 826	1 871
Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	18	18
Engagements reçus liés au financement	242	239

## 26 COMPOSITION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DEDIES D'EDF

Dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF met en place progressivement 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 2011.

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés d'EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Présentation au bilan	30.06.2012	31.12.2011
Actions		6 688	5 801
Titres de dettes et portefeuille trésorerie		7 407	7 510
<b>Actifs dédiés – actions et titres de dettes</b>	Actifs financiers disponibles à la vente	<b>14 095</b>	<b>13 311</b>
Dérivés de couverture de change / actions	Juste valeur des dérivés de couverture	-	(22)
Autres éléments		-	2
<b>Placements diversifiés obligataires et actions</b>		<b>14 095</b>	<b>13 291</b>
<b>RTE (50% de la participation détenue par le Groupe) <sup>(1)</sup></b>	Participations dans les entreprises associées	<b>2 371</b>	<b>2 310</b>
<b>Total actifs dédiés</b>		<b>16 466</b>	<b>15 601</b>

(1) La valeur des titres RTE affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2011 est retraitée de l'impact de (58) millions d'euros lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Les dotations, suspendues depuis le mois d'octobre 2011, ont repris en janvier 2012, et la dotation de trésorerie pour le 1<sup>er</sup> semestre 2012 au portefeuille d'actifs dédiés s'établit à 366 millions d'euros (210 millions d'euros sur le 1<sup>er</sup> semestre 2011).

Au 30 juin 2012, la différence entre la juste valeur et le prix de revient des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 719 millions d'euros avant impôt (219 millions d'euros au 31 décembre 2011).

## 27 PARTIES LIEES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2011. 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 15.1.

## 28 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

### 28.1 OFFRE PUBLIQUE OBLIGATOIRE DU GROUPE EDF SUR EDISON

Le 27 juin 2012, l'autorité italienne des marchés financiers (CONSOB) a autorisé Transalpina di Energia S.r.l. (TdE), filiale à 100% du groupe EDF, à lancer l'offre publique obligatoire annoncée sur les actions ordinaires d'Edison S.p.A. qu'elle ne détient pas encore, soit 1 003 045 298 actions représentant 19,36% du capital de la société, à un prix de 0,89 euro par action.

L'ouverture de l'offre a eu lieu le 2 juillet 2012 et, sauf prolongation, la clôture interviendra le 3 août 2012.



**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 2012**

Période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2012  
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-Seine Cedex  
France

## **Electricité de France S.A.**

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

### **Rapport des Commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2012**

Période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2012

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 2012, 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 note 1.2 et relatif à la comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi ;
- l'allocation du coût du regroupement aux actifs identifiables acquis et passifs repris d'Edison conformément aux dispositions de la norme IFRS 3 révisée, ainsi que les méthodologies et les principales hypothèses retenues pour évaluer ces actifs et passifs à leur juste valeur, présentées en note 3.1 ;
- le déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Electricité, en progression constante, s'élève à environ 700 millions d'euros sur le premier semestre 2012 et atteint un montant de 4,5 milliards d'euros au 30 juin 2012. Conformément aux indications et hypothèses mentionnées en note 18, ce déficit est comptabilisé à sa valeur nominale en produits à recevoir, ne porte pas intérêt et l'horizon de recouvrement est actuellement estimé à 2016 ;
- 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 les notes 21.2 et 21.3. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation à long terme ainsi que d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

## II – Vérification spécifique

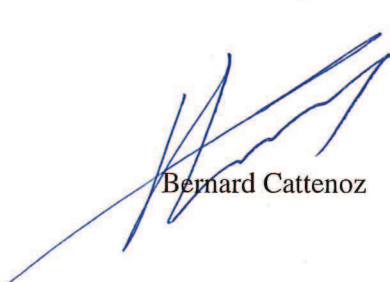
Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes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

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 30 juillet 2012


Les Commissaires aux comptes

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


**Deloitte & Associés**



Bernard Cattenoz



Jacques-François Lethu



Alain Pons



Patrick E. Suissa