



# 20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

---

<b>20.1 Informations financières historiques</b>	<b>267</b>
<i>Comptes consolidés au 31 décembre 2012</i>	<b>268</b>
Comptes de résultat consolidés	268
États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	269
Bilans consolidés	270
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	272
Variations des capitaux propres consolidés	273
Annexe aux comptes consolidés	276
<b>20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés</b>	<b>366</b>
<b>20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes</b>	<b>368</b>
<b>20.4 Politique de distribution de dividendes</b>	<b>369</b>
20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	369
20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré	369
20.4.3 Délai de prescription	369
<b>20.5 Procédures judiciaires et arbitrages</b>	<b>369</b>
20.5.1 Procédures concernant EDF	369
20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	373
20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2012	376
<b>20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale</b>	<b>376</b>



## 20.1 Informations financières historiques

---

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2011 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 289 à 385) et 20.2 (pages 386 et 387) du document de référence 2011 du groupe EDF ;

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2010 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 269 à 383) et 20.2 (pages 384 et 385) du document de référence 2010 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 30 mai 2013.

## Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2012	2011 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	7	72 729	65 307
Achats de combustible et d'énergie	8	(37 098)	(30 195)
Autres consommations externes	9	(10 087)	(9 931)
Charges de personnel	10	(11 624)	(10 802)
Impôts et taxes	11	(3 287)	(3 101)
Autres produits et charges opérationnels	12	5 451	3 661
<b>Excédent brut d'exploitation</b>		<b>16 084</b>	<b>14 939</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		(69)	(116)
Dotations aux amortissements		(6 849)	(6 285)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(164)	(221)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(752)	(640)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(5)	775
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>8 245</b>	<b>8 452</b>
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(2 443)	(2 271)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 285)	(3 064)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 366	1 555
<b>Résultat financier</b>	<b>15</b>	<b>(3 362)</b>	<b>(3 780)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>4 883</b>	<b>4 672</b>
Impôts sur les résultats	16	(1 586)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	23	260	51
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>		<b>3 557</b>	<b>3 387</b>
Dont résultat net - part du Groupe		3 316	3 148
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		241	239
<b>Résultat net part du Groupe par action en euro :</b>	<b>17</b>		
Résultat par action		1,80	1,70
Résultat dilué par action		1,80	1,70

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 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).

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

	Notes	2012			2011 <sup>(1)</sup>		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>3 316</b>	<b>241</b>	<b>3 557</b>	<b>3 148</b>	<b>239</b>	<b>3 387</b>
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute <sup>(2)</sup>		937	-	937	(660)	-	(660)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt		(351)	-	(351)	176	-	176
<b>Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente</b>	36.2.2	<b>586</b>	<b>-</b>	<b>586</b>	<b>(484)</b>	<b>-</b>	<b>(484)</b>
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute <sup>(2)</sup>		(782)	20	(762)	(1 303)	43	(1 260)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt		160	(9)	151	275	(14)	261
<b>Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture</b>	41.4	<b>(622)</b>	<b>11</b>	<b>(611)</b>	<b>(1 028)</b>	<b>29</b>	<b>(999)</b>
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute		(4 952)	54	(4 898)	(768)	(23)	(791)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôts		657	(13)	644	268	2	270
<b>Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi</b>		<b>(4 295)</b>	<b>41</b>	<b>(4 254)</b>	<b>(500)</b>	<b>(21)</b>	<b>(521)</b>
<b>Écarts de conversion</b>		<b>446</b>	<b>82</b>	<b>528</b>	<b>578</b>	<b>35</b>	<b>613</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>		<b>(3 885)</b>	<b>134</b>	<b>(3 751)</b>	<b>(1 434)</b>	<b>43</b>	<b>(1 391)</b>
<b>RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b>		<b>(569)</b>	<b>375</b>	<b>(194)</b>	<b>1 714</b>	<b>282</b>	<b>1 996</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 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) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

## Bilans consolidés

### ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2012	31/12/2011 <sup>(1)</sup>
Goodwill	18	10 412	11 648
Autres actifs incorporels	19	7 625	4 702
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	47 222	45 501
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 182	6 022
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	67 838	60 445
Participations dans les entreprises associées	23	7 555	7 544
Actifs financiers non courants	36	30 471	24 260
Impôts différés actifs	16.3	3 487	3 159
<b>Actif non courant</b>		<b>181 792</b>	<b>163 281</b>
Stocks	24	14 213	13 581
Clients et comptes rattachés	25	22 497	20 908
Actifs financiers courants	36	16 433	16 980
Actifs d'impôts courants		582	459
Autres débiteurs	26	8 486	10 309
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	5 874	5 743
<b>Actif courant</b>		<b>68 085</b>	<b>67 980</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>46</b>	<b>241</b>	<b>701</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>250 118</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).

## CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011 <sup>(1)</sup>
Capital	27	924	924
Réserves et résultats consolidés		24 934	27 559
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>		<b>25 858</b>	<b>28 483</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 854	4 189
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>27</b>	<b>30 712</b>	<b>32 672</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	39 185	37 198
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 090	809
Provisions pour avantages du personnel	31	19 540	14 611
Autres provisions	32	1 873	1 338
<b>Provisions non courantes</b>	<b>28</b>	<b>61 688</b>	<b>53 956</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	42 551	41 769
Passifs financiers non courants	38.1	46 980	42 688
Autres créiteurs non courants	35	4 218	4 989
Impôts différés passifs	16.3	5 601	4 479
<b>Passif non courant</b>		<b>161 038</b>	<b>147 881</b>
Provisions courantes	28	3 894	4 062
Fournisseurs et comptes rattachés	34	14 643	13 681
Passifs financiers courants	38.1	17 521	12 789
Dettes d'impôts courants		1 224	571
Autres créiteurs courants	35	21 037	19 900
<b>Passif courant</b>		<b>58 319</b>	<b>51 003</b>
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	49	406
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>250 118</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

(en millions d'euros)	Notes	2012	2011 <sup>(1)</sup>
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		4 883	4 672
Pertes de valeur (reprises)		752	640
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 197	7 210
Produits et charges financiers		944	1 117
Dividendes reçus des entreprises associées		201	334
Plus ou moins-values de cession		(443)	(737)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(2 390)	(1 785)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>13 144</b>	<b>11 451</b>
Frais financiers nets décaissés		(1 634)	(1 623)
Impôts sur le résultat payés		(1 586)	(1 331)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>		<b>9 924</b>	<b>8 497</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise/cédée <sup>(2)</sup>		20	3 624
Investissements incorporels et corporels	43.2	(13 386)	(11 134)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		748	497
Variations d'actifs financiers		(1 792)	222
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>		<b>(14 410)</b>	<b>(6 791)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle <sup>(3)</sup>		(1 038)	(1 324)
Dividendes versés par EDF	27.3	(2 125)	(2 122)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(230)	(261)
Achats/ventes d'actions propres	27.2	(15)	(14)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>		<b>(3 408)</b>	<b>(3 721)</b>
Émissions d'emprunts		12 431	5 846
Remboursements d'emprunts		(4 869)	(4 071)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		190	194
Subventions d'investissement reçues		313	161
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>		<b>8 065</b>	<b>2 130</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>		<b>4 657</b>	<b>(1 591)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>171</b>	<b>115</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE</b>			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		171	115
Incidence des variations de change		(44)	54
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		38	44
Incidence des reclassements		(34)	(37)
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>	<b>37</b>	<b>5 874</b>	<b>5 743</b>

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 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 en 2011 s'élève à 3,8 milliards d'euros (règlement de 4,5 milliards d'euros net de la trésorerie cédée pour 738 millions d'euros).

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

Sur l'exercice 2012, les décaissements liés aux transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle intègrent l'acquisition d'intérêts complémentaires dans le groupe Edison suite à l'offre publique obligatoire finalisée le 6 septembre 2012 pour (869) millions d'euros, et dans ERSA suite à l'acquisition de la participation d'EnBW dans cette filiale le 16 février 2012 pour (252) millions d'euros (voir respectivement notes 3.1 et 5.1.1).

En 2011, l'acquisition d'intérêts complémentaires dans EDF Énergies Nouvelles représente un montant de (1 462) millions d'euros.

## Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers <sup>(1)</sup>	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total Capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
<b>Capitaux propres au 31/12/2010</b>	<b>924</b>	<b>(19)</b>	<b>543</b>	<b>400</b>	<b>29 469</b>	<b>31 317</b>	<b>5 586</b>	<b>36 903</b>
Retraitements liés au changement de méthode comptable <sup>(2)</sup>	-	-	26	-	(1 697)	(1 671)	(121)	(1 792)
<b>Capitaux propres au 31/12/2010 retraités</b>	<b>924</b>	<b>(19)</b>	<b>569</b>	<b>400</b>	<b>27 772</b>	<b>29 646</b>	<b>5 465</b>	<b>35 111</b>
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres	-	-	578	(1 512)	(500)	(1 434)	43	(1 391)
Résultat net	-	-	-	-	3 148	3 148	239	3 387
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>578</b>	<b>(1 512)</b>	<b>2 648</b>	<b>1 714</b>	<b>282</b>	<b>1 996</b>
Augmentation de capital d'EDF <sup>(3)</sup>	6	(324)	-	-	300	(18)	-	(18)
Réduction de capital d'EDF <sup>(3)</sup>	(6)	324	-	-	(318)	-	-	-
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 122)	(2 122)	(262)	(2 384)
Achats/ventes d'actions propres	-	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations <sup>(4)</sup>	-	-	-	39	(769)	(730)	(1 296)	(2 026)
<b>Capitaux propres au 31/12/2011 retraités</b>	<b>924</b>	<b>(26)</b>	<b>1 147</b>	<b>(1 073)</b>	<b>27 511</b>	<b>28 483</b>	<b>4 189</b>	<b>32 672</b>
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres	-	-	446	(36)	(4 295)	(3 885)	134	(3 751)
Résultat net	-	-	-	-	3 316	3 316	241	3 557
<b>Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>446</b>	<b>(36)</b>	<b>(979)</b>	<b>(569)</b>	<b>375</b>	<b>(194)</b>
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 125)	(2 125)	(231)	(2 356)
Achats/ventes d'actions propres	-	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations <sup>(5)</sup>	-	-	-	-	76	76	521	597
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2012</b>	<b>924</b>	<b>(33)</b>	<b>1 593</b>	<b>(1 109)</b>	<b>24 483</b>	<b>25 858</b>	<b>4 854</b>	<b>30 712</b>

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

(2) 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).

(3) Les opérations d'augmentation et de réduction de capital d'EDF sont liées à l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange relative aux titres d'EDF Énergies Nouvelles.

(4) Les autres variations – part du Groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle – intègrent respectivement pour (716) millions d'euros et (764) millions d'euros les effets de l'acquisition des intérêts minoritaires d'EDF Énergies 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.

(5) En 2012, les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle correspondent à hauteur de 406 millions d'euros aux effets de la prise de contrôle d'Edison et de l'offre publique obligatoire (détenue à 97,4% au 31 décembre 2012), dont 266 millions d'euros de minoritaires indirects (voir note 3.1).

## Sommaire

### Annexe aux comptes consolidés

<b>Note 1</b>	<b>Référentiel comptable du Groupe</b>	<b>277</b>	<b>Note 13.</b>	<b>Pertes de valeur/reprises</b>	<b>305</b>
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	277	13.1	Pertes de valeur par catégories d'immobilisations	305
1.2	Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2012	277	13.2	Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur	305
1.3	Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	278	<b>Note 14</b>	<b>Autres produits et charges d'exploitation</b>	<b>307</b>
<b>Note 2.</b>	<b>Comparabilité des exercices</b>	<b>290</b>	<b>Note 15</b>	<b>Résultat financier</b>	<b>307</b>
2.1	Changement de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi	290	15.1	Coût de l'endettement financier brut	307
2.2	Impact sur le compte de résultat 2011	290	15.2	Effet de l'actualisation	308
2.3	Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres 2011	291	15.3	Autres produits et charges financiers	308
2.4	Impact sur le bilan au 31 décembre 2011	292	<b>Note 16</b>	<b>Impôts sur les résultats</b>	<b>309</b>
2.5	Impact sur le bilan au 31 décembre 2010	293	16.1	Ventilation de la charge d'impôt	309
2.6	Impact sur le tableau de flux de trésorerie 2011	294	16.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	309
<b>Note 3.</b>	<b>Opérations et événements majeurs</b>	<b>295</b>	16.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	310
3.1	Edison – prise de contrôle par le groupe EDF	295	16.4	Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	310
3.2	Edison – négociations des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz	298	<b>Note 17</b>	<b>Résultat net et résultat net dilué par action</b>	<b>311</b>
3.3	Évolutions relatives au projet EPR Flamanville 3	298			
3.4	Opérations et événements majeurs de l'exercice 2011	298	<b>ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES</b>		<b>312</b>
<b>Note 4.</b>	<b>Évolutions réglementaires en France</b>	<b>299</b>	<b>Note 18</b>	<b>Goodwill</b>	<b>312</b>
4.1	Accord sur le recouvrement des déficits liés à la CSPE	299	18.1	Variation des goodwill	312
4.2	Loi NOME - décision de la Commission européenne	299	18.2	Répartition des goodwill par secteur opérationnel	312
<b>Note 5.</b>	<b>Évolutions du périmètre de consolidation</b>	<b>299</b>	<b>Note 19</b>	<b>Autres actifs incorporels</b>	<b>313</b>
5.1	Pologne	299	<b>Note 20</b>	<b>Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>313</b>
5.2	Photowatt/PV Alliance	300	20.1	Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	313
5.3	Enerest	300	20.2	Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	314
<b>Note 6.</b>	<b>Informations sectorielles</b>	<b>300</b>	<b>Note 21</b>	<b>Immobilisations en concessions des autres activités</b>	<b>314</b>
6.1	Informations par secteurs opérationnels	300	21.1	Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	314
6.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	301	21.2	Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)	315
<b>COMPTE DE RÉSULTAT</b>		<b>302</b>	<b>Note 22</b>	<b>Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre</b>	<b>315</b>
<b>Note 7.</b>	<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>302</b>	22.1	Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	315
<b>Note 8.</b>	<b>Achats de combustible et d'énergie</b>	<b>302</b>	22.2	Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	316
<b>Note 9.</b>	<b>Autres consommations externes</b>	<b>302</b>	22.3	Contrats de location-financement	316
<b>Note 10.</b>	<b>Charges de personnel</b>	<b>303</b>	<b>Note 23</b>	<b>Participations dans les entreprises associées</b>	<b>317</b>
10.1	Charges de personnel	303	23.1	RTE Réseau de Transport d'électricité (RTE)	317
10.2	Effectifs moyens	303	23.2	Alpiq	317
<b>Note 11.</b>	<b>Impôts et taxes</b>	<b>303</b>	<b>Note 24</b>	<b>Stocks</b>	<b>318</b>
<b>Note 12.</b>	<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>304</b>			
12.1	Subventions d'exploitation	304			
12.2	Produit/charge net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM	304			
12.3	Résultat de cession d'immobilisations	304			
12.4	Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	304			
12.5	Autres produits et charges	304			

<b>Note 25</b>	<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>318</b>	<b>Note 42</b>	<b>Instruments dérivés non qualifiés de couverture</b>	<b>348</b>
<b>Note 26</b>	<b>Autres débiteurs</b>	<b>319</b>	42.1	Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	348
<b>Note 27</b>	<b>Capitaux propres</b>	<b>319</b>	42.2	Dérivés de change détenus à des fins de transaction	348
27.1	Capital social	319	42.3	Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	349
27.2	Actions propres	319			
27.3	Distributions de dividendes	319			
<b>Note 28</b>	<b>Provisions</b>	<b>320</b>			
<b>Note 29</b>	<b>Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs</b>	<b>320</b>	<b>FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS</b>		<b>350</b>
29.1	Provisions nucléaires en France	321	<b>Note 43</b>	<b>Flux de trésorerie</b>	<b>350</b>
29.2	Provisions nucléaires d'EDF Energy	324	43.1	Variation du besoin en fonds de roulement	350
29.3	Provisions nucléaires de CENG	325	43.2	Investissements incorporels et corporels	350
29.4	Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales	325	<b>Note 44</b>	<b>Engagements hors bilan</b>	<b>350</b>
<b>Note 30</b>	<b>Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires</b>	<b>326</b>	44.1	Engagements donnés	350
<b>Note 31</b>	<b>Provisions pour avantages du personnel</b>	<b>326</b>	44.2	Engagements reçus	354
31.1	Groupe EDF	326	<b>Note 45</b>	<b>Passifs éventuels</b>	<b>356</b>
31.2	France	328	45.1	Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW	356
31.3	Royaume-Uni	330	45.2	Réseau d'alimentation général – rejet du pourvoi de la Commission européenne	356
<b>Note 32</b>	<b>Autres provisions</b>	<b>332</b>	45.3	Contrôles fiscaux	356
<b>Note 33</b>	<b>Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France</b>	<b>333</b>	45.4	Litiges en matière sociale	356
<b>Note 34</b>	<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>333</b>	45.5	ERDF – recours contre les décisions tarifaires TURPE 3	356
<b>Note 35</b>	<b>Autres créditeurs</b>	<b>333</b>	45.6	ERDF - contentieux avec des producteurs photovoltaïques	357
35.1	Avances et acomptes reçus	334	45.7	EDF Énergies Nouvelles – Silpro	357
35.2	Dettes fiscales	334	45.8	Edison – recours de la société Carlo Tassara	357
35.3	Produits constatés d'avance sur contrats long terme	334	<b>Note 46</b>	<b>Actifs et passifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>358</b>
<b>ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS</b>		<b>335</b>	<b>Note 47</b>	<b>Contribution des co-entreprises</b>	<b>358</b>
<b>Note 36</b>	<b>Actifs financiers courants et non courants</b>	<b>335</b>	<b>Note 48</b>	<b>Actifs dédiés D'EDF</b>	<b>359</b>
36.1	Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	335	48.1	Réglementation	359
36.2	Détail des actifs financiers	335	48.2	Composition et évaluation des actifs dédiés	359
36.3	Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti	336	48.3	Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF et coût actualisé des obligations nucléaires de long terme associées	360
36.4	Variation des actifs financiers hors dérivés	337	48.4	Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2012	360
<b>Note 37</b>	<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>337</b>	48.5	Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	360
<b>Note 38</b>	<b>Passifs financiers courants et non courants</b>	<b>338</b>	<b>Note 49</b>	<b>Parties liées</b>	<b>361</b>
38.1	Répartition courant/non courant des passifs financiers	338	49.1	Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	361
38.2	Emprunts et dettes financières	338	49.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	361
38.3	Endettement financier net	341	49.3	Rémunération des organes d'administration et de direction	362
<b>Note 39</b>	<b>Juste valeur des instruments financiers</b>	<b>342</b>	<b>Note 50</b>	<b>Environnement</b>	<b>362</b>
39.1	Au 31 décembre 2012	342	50.1	Droits d'émission de gaz à effet de serre	362
39.2	Au 31 décembre 2011	342	50.2	Certificats d'économie d'énergie	362
<b>Note 40</b>	<b>Gestion des risques marchés et de contrepartie</b>	<b>343</b>	50.3	Certificats d'énergie renouvelable	362
<b>Note 41</b>	<b>Instruments dérivés et comptabilité de couverture</b>	<b>344</b>	<b>Note 51</b>	<b>Événements postérieurs à la clôture</b>	<b>363</b>
41.1	Couverture de juste valeur	344	51.1	Émission de dette à durée indéterminée	363
41.2	Couverture de flux de trésorerie	344	51.2	Décision de Centrica de sortir du projet de construction d'EPR au Royaume-Uni	363
41.3	Couverture d'investissements nets à l'étranger	344	51.3	Affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme	363
41.4	Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	345	<b>Note 52</b>	<b>Périmètre de consolidation</b>	<b>364</b>
41.5	Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	347			

## Annexe aux comptes consolidés

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

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

Le Groupe 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 du Groupe au 31 décembre 2012 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 13 février 2013. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 30 mai 2013.

## ➤ Note 1 Référentiel comptable du Groupe

### 1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2012. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2011 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont 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).

### 1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2012

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2012 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2011, à l'exception des changements mentionnés ci-après.

#### 1.2.1 Évolutions comptables mises en œuvre dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2012

■ **Modification de l'option comptable retenue par le Groupe relative à la comptabilisation des écarts actuariels sur 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.

■ **Informations à fournir sur les transferts d'actifs financiers**

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.

En application de cet amendement, le groupe EDF indique désormais dans ses états financiers, des informations supplémentaires relatives aux transferts d'actifs financiers décomptabilisés afin de permettre à ses lecteurs d'évaluer la nature de l'implication du Groupe dans ces actifs décomptabilisés et les risques en résultant.

La norme IFRS 7 étant relative aux informations à fournir, l'amendement n'a pas d'impact sur les méthodes comptables appliquées dans les comptes consolidés.

#### 1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne en 2012 dont l'application n'est pas obligatoire et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

Le Groupe mène actuellement une analyse pour identifier les impacts des normes relatives à la consolidation adoptées par l'IASB en 2011, à savoir :

- IFRS 10 « États financiers consolidés » ;
- IFRS 11 « Partenariats » ;
- IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ;
- IAS 27 (2011) « États financiers individuels » ;
- IAS 28 (2011) « Participations dans des entreprises associées et des co-entreprises ».

Par ailleurs, les analyses menées à date par le Groupe ont permis de conclure qu'il n'existe pas d'impact significatif dans les comptes consolidés du fait de l'application future des textes suivants :

- la norme IFRS 13 « Évaluation de la juste valeur » ;
- l'interprétation IFRIC 20 intitulée « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert » ;
- les amendements à IAS 1 intitulés « Présentation des postes des autres éléments du résultat global (OCI) » ;
- les amendements à IAS 12 intitulés « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents » ;
- les amendements à IAS 19 « Avantages du personnel » relatifs aux régimes à prestations définies ;
- les amendements à IFRS 1 intitulés « Sévère hyper-inflation et suppression des dates d'application fermes pour les nouveaux adoptants » ;
- les amendements à IAS 32 relatifs aux règles de compensation des actifs financiers et des passifs financiers ;
- les amendements à IFRS 7 sur les informations à fournir se rapportant à la compensation des actifs financiers et des passifs financiers.

#### 1.2.3 Autres textes qui ne font pas l'objet d'une application anticipée par le Groupe

Le Groupe n'a pas appliqué par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne au plus tôt en 2013 :

- les amendements à IFRS 1 « Prêts gouvernementaux » ;
- les améliorations annuelles des IFRS (2009-2011) ;
- les amendements à IFRS 10, 11 et 12 « Mesures transitoires » ;
- les amendements à IFRS 10, 12 et IAS 27 « Entités d'investissements ».

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

Enfin, dans le cadre du projet de refonte d'IAS 39, l'IASB a publié une nouvelle norme IFRS 9 « Instruments financiers – Phase 1 Classification et évaluation » en novembre 2009, puis une version amendée en octobre 2010. En décembre 2011, la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle norme a été repoussée au 1<sup>er</sup> janvier 2015. Cette norme n'est donc pas applicable au 31 décembre 2012.



## 1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

### 1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

### 1.3.2 Jugements et estimations de la direction du Groupe

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

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

#### 1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction 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. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 29.1.5.

#### 1.3.2.2 Engagement de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2012 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2012 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

#### 1.3.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues

– notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

#### 1.3.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

#### 1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

#### 1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

#### 1.3.2.7 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

#### 1.3.2.8 Autres jugements

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

## 1.3.3 Méthodes de consolidation

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention des droits de vote, directe et indirecte, est supérieure à 50 %. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les co-entreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires,

de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les participations dans les entreprises associées sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées » du compte de résultat.

Toutes les transactions internes, y compris les profits réalisés entre sociétés consolidées, sont éliminées.

La liste des filiales, co-entreprises et entreprises associées est présentée en note 52.

## 1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, l'écart de valeur entre les intérêts minoritaires et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

## 1.3.5 Méthodes de conversion

### 1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros - monnaie fonctionnelle de la société mère. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

### 1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions.

### 1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

### 1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

Lors des arrêts comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

## 1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales et les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

## 1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie, des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ; et
- le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur. Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading) sont comptabilisées nettes des achats.

## 1.3.8 Impôt sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

La charge (le produit) d'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;



- des participations dans des filiales, co-entreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des variations d'écart actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

### 1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

### 1.3.10 Regroupements d'entreprises

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, le Groupe applique la norme IFRS 3 révisée. Par conséquent, les regroupements d'entreprises intervenus à compter de cette date sont évalués et comptabilisés conformément aux nouvelles dispositions de la méthode d'acquisition.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est offert transaction par transaction.

Toute prise ou cession de participation ne modifiant pas le contrôle, réalisée après le regroupement d'entreprises, est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée selon IAS 27 amendée directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

En cas de prise de contrôle par étape, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 révisée et sont examinés

au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

### 1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

#### 1.3.11.1 Goodwill

##### 1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprises et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs acquis et passifs repris identifiables de l'entité acquise à la date de prise de contrôle. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

##### 1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de co-entreprises sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

#### 1.3.11.2 Autres actifs incorporels

##### 1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de la durée d'utilité prévisible.

##### 1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité;
- des marques acquises à durée de vie indéfinie ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amorties linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent;

- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (UOP « *Unit Of Production method* »);
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux - voir note 1.3.27);
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3 révisée, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives.

### 1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année où ils sont exposés.

Les coûts de développement associés aux puits exploitables commercialement ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP - « *Unit Of Production method* »).

## 1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France;
- immobilisations en concessions des autres activités;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

### 1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et pour les installations nucléaires le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations;

- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires;
- le coût du traitement de ce combustible; et
- le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, s'agissant d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23.

### 1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans
- centrales thermiques à flamme : 25 à 45 ans
- installations de production nucléaire
  - France : 40 ans
  - autres pays : 35 à 60 ans
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 50 ans
- installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans

En 2012, les durées d'amortissement de certaines installations de production nucléaire du Royaume-Uni ont été prolongées de 5 et 7 ans.

## 1.3.13 Contrats de concession

### 1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour les accords publics de services contractuels, l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », appliquée par le groupe EDF depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, a un impact limité sur les états financiers du Groupe.

En effet, pour la majeure partie de ses contrats de concessions, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

### 1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes);
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État.

### 1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

#### ■ Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Ces contrats d'une durée de 20 à 30 ans relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics (mis à jour en 2007).

#### ■ Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concedant.

### 1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition. Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

### 1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la mise en équivalence de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

### 1.3.13.2.4 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent principalement Edison en Italie qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.11).

## 1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

### 1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

### 1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

### 1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés en regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

## 1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT intégrant un goodwill ou un actif incorporel à durée de vie indéfinie.

Pour les UGT intégrant un goodwill ou un autre actif incorporel non amortissable, ou lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, et leur valeur recouvrable.

Les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilées le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition.

La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

- Les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme de trois ans minimum et des hypothèses validés par le Groupe. Les variables susceptibles d'influencer significativement les calculs sont :
  - les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché,
  - les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché,
  - les niveaux de marché et la part de marché sur les offres ainsi que le niveau d'investissement,
  - la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions,
  - les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.
- La juste valeur nette des coûts de sortie est évaluée sur la base de multiples de transactions constatés sur les dernières transactions du secteur correspondant.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

### 1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 48.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

#### 1.3.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenus au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;

- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

Les instruments financiers à la juste valeur sont classés selon le niveau de hiérarchie suivant :

- niveau 1 (cours cotés) : instruments financiers faisant l'objet de cotations sur un marché actif ;
- niveau 2 (données observables) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant sur des paramètres observables ;
- niveau 3 (modèle interne) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant pour tout ou partie sur des paramètres non observables.

#### 1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- ou le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (trading) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de trading, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « Juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
  - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
  - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.



## 1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

## 1.3.16.1.3 Prêts et créances financiers

Les prêts et créances financiers sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

## 1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

## 1.3.16.1.5 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée du passif financier.

## 1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

### ■ Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Dans ce cadre, le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément, en date de la mise en place du contrat.

### ■ Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

### ■ Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

### **(A) Couverture de juste valeur**

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la

composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

## **(B) Couverture de flux de trésorerie**

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquels les variations de flux de trésorerie générés par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

## **(C) Couverture d'un investissement net**

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change.

### **1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers**

À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

#### **1.3.16.2.1 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti**

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

#### **1.3.16.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente**

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation utilisés de manière générale :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;

- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de celle-ci.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financent et la gestion long terme de ces fonds.

### **1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers**

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent ; ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes ont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

### **1.3.16.4 Opérations de titrisation**

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

## **1.3.17 Stocks et en-cours**

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de trading qui sont évalués à leur valeur de marché. Le coût des stocks est déterminé en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

### **1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires**

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période, dans la mesure où la fabrication/production de ces stocks s'étend sur une courte période.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

### 1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Hors activités de trading, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects. Les stocks détenus dans le cadre d'activités de trading sont évalués en valeur de marché.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux sont également enregistrés dans les autres stocks (voir note 1.3.27).

### 1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

### 1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

### 1.3.20 Capitaux propres

#### 1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

#### 1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

#### 1.3.20.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres d'autocontrôle émis par l'entreprise consolidante et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

### 1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;

- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision, pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

### 1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

### 1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants en prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents, nécessaire pour ouvrir une pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, des reversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé conformément à la norme IAS 19, comme le taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, le taux des obligations d'État, à la clôture, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les avantages postérieurs à l'emploi, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels générés par les modifications d'hypothèses actuarielles (taux d'actualisation, mortalité, âge de départ en retraite...) sont immédiatement reconnus dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres, en application de l'option donnée par la norme IAS 19 (2008).

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge nette correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes ;
- la variation des écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme.

### 1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

#### 1.3.22.2.1 Filiales françaises relevant du régime des IEG

Les filiales qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe 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. Ces sociétés sont EDF, ERDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Électricité de Strasbourg et certaines filiales du sous-groupe Tiru.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail - maladies professionnelles, du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIÉG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Énergie. Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) - auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour les activités régulées - transport et distribution (les droits passés étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement) ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIÉG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- Les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agent »). L'engagement du groupe EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez.
- Les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.
- Les indemnités de secours immédiat : les indemnités de secours immédiat au décès ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du Statut national). Elles sont versées aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 3 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).
- Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.
- Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de frais d'études, les indemnités complémentaires de retraite, le compte épargne-jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.



### 1.3.22.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques, américaines et belges, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

### 1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles reversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

### 1.3.23 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation en vigueur en France, les salariés d'un groupe français peuvent bénéficier de mesures d'attribution d'actions. Ainsi, l'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi du 9 août 2004 prévoient qu'une cession par l'État, de parts du capital d'une entreprise publique doit être accompagnée d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés. De même, l'entreprise peut mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés, se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

### 1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en

droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de 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 industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 2 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 5 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle actualisation pour l'exercice 2012 :

- Impacts sur le compte de résultat :

(en millions d'euros et avant impôt)	2012
Résultat d'exploitation	455
Résultat financier	(575)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(120)

- Impacts bilan - capitaux propres :

(en millions d'euros et avant impôt)	2012
À l'ouverture	2 440
À la clôture	2 320

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

## 1.3.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créditeurs courants » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

## 1.3.26 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan. Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

## 1.3.27 Environnement

### 1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

En l'absence de dispositions IFRS spécifiques, le Groupe a retenu le traitement comptable dit de « l'approche nette » qui consiste à ne comptabiliser que les achats et les ventes de droits d'émission ainsi que, le cas échéant, une provision lorsque l'entité projette une position annuelle déficitaire des droits d'émission.

De ce fait, le Groupe retient les principes suivants :

- les droits d'émission acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission sont remis gratuitement dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ) par l'État concerné, ils n'apparaissent pas au bilan (valorisation nulle) ;
- lorsque les émissions réalisées sur l'exercice par une entité du Groupe sont supérieures aux droits alloués par l'État possédés à la clôture et non vendus à terme, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Cette provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et pour le solde par référence au prix de marché. Cette provision est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles au 31 décembre de l'exercice et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre de l'année, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation doit être constatée ou le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

Par ailleurs, les achats/ventes à terme de droits d'émission relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

### 1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

La valorisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable (énergie verte) s'opère à travers deux grands mécanismes :

- le prix de vente qui intègre les coûts liés à la production de cette électricité ;
- l'obtention de certificats d'énergie renouvelable.

Ainsi, le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable s'applique :

- aux producteurs non contraints (car l'obligation porte sur la commercialisation : Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs contraints (car l'obligation porte sur la production ou car ils sont également commercialisateurs et ont, à ce titre, une obligation de commercialisation : Edison, Fenice, EDF Luminus, EDF Energy).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
  - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation ;
  - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation ;
  - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
    - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; et
    - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

### 1.3.27.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Dans le cadre général d'un dispositif des certificats d'économie d'énergie (semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005), EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals - actions permettant d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économie d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économie d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie ;
- les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à date d'arrêt sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation d'EDF.

Les certificats d'économie d'énergie acquis en vue de leur vente sont enregistrés en actifs incorporels.

### 1.3.27.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources, représentative d'avantages économiques ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

## ➤ Note 2. Comparabilité des exercices

### 2.1 Changement de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à 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.

Le Groupe abandonne ainsi 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 résultat 2011

(en millions d'euros)	2011 publié	Impacts option IAS 19	2011 retraité
Chiffre d'affaires	65 307	-	65 307
Achats de combustible et d'énergie	(30 195)	-	(30 195)
Autres consommations externes	(9 931)	-	(9 931)
Charges de personnel	(10 917)	115	(10 802)
Impôts et taxes	(3 101)	-	(3 101)
Autres produits et charges opérationnels	3 661	-	3 661
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>14 824</b>	<b>115</b>	<b>14 939</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(116)	-	(116)
Dotations aux amortissements	(6 285)	-	(6 285)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(221)	-	(221)
(Pertes de valeur)/reprises	(640)	-	(640)
Autres produits et charges d'exploitation	724	51	775
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>8 286</b>	<b>166</b>	<b>8 452</b>
Coût de l'endettement financier brut	(2 271)	-	(2 271)
Effet de l'actualisation	(3 064)	-	(3 064)
Autres produits et charges financiers	1 555	-	1 555
<b>Résultat financier</b>	<b>(3 780)</b>	<b>-</b>	<b>(3 780)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>4 506</b>	<b>166</b>	<b>4 672</b>
Impôts sur les résultats	(1 305)	(31)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	45	6	51
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>3 246</b>	<b>141</b>	<b>3 387</b>
Dont résultat net - part du Groupe	3 010	138	3 148
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	236	3	239

## 2.3 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres 2011

<i>(en millions d'euros)</i>	2011 publié	Impacts option IAS 19	2011 retraité
<b>Résultat net consolidé</b>	<b>3 246</b>	<b>141</b>	<b>3 387</b>
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - variation brute	(660)	-	(660)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - effets d'impôt	176	-	176
<b>Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente</b>	<b>(484)</b>	<b>-</b>	<b>(484)</b>
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute	(1 260)	-	(1 260)
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	261	-	261
<b>Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture</b>	<b>(999)</b>	<b>-</b>	<b>(999)</b>
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	-	(791)	(791)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	-	270	270
<b>Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi <sup>(1)</sup></b>	<b>-</b>	<b>(521)</b>	<b>(521)</b>
<b>Écarts de conversion</b>	<b>676</b>	<b>(63)</b>	<b>613</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres</b>	<b>(807)</b>	<b>(584)</b>	<b>(1 391)</b>
<b>RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b>	<b>2 439</b>	<b>(443)</b>	<b>1 996</b>

(1) Dont (500) millions d'euros attribuables à la part du Groupe.

## 2.4 Impact sur le bilan au 31 décembre 2011

### ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011 publié	Impacts option IAS 19	31/12/2011 retraité
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>
Actifs détenus en vue de leur vente	701	-	701
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>231 707</b>	<b>255</b>	<b>231 962</b>

### CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011 publié	Impacts option IAS 19	31/12/2011 retraité
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 non courants	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 courants	19 900	-	19 900
<b>Passif courant</b>	<b>50 909</b>	<b>94</b>	<b>51 003</b>
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	406	-	406
<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 bilan au 31 décembre 2010

### ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2010 publié	Impacts option IAS 19	31/12/2010 retraité
Goodwill	12 028	-	12 028
Autres actifs incorporels	4 616	-	4 616
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	43 905	-	43 905
Immobilisations en concessions des autres activités	6 027	-	6 027
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	57 268	-	57 268
Participations dans les entreprises associées	7 854	(107)	7 747
Actifs financiers non courants	24 921	(173)	24 748
Impôts différés actifs	2 125	452	2 577
<b>Actif non courant</b>	<b>158 744</b>	<b>172</b>	<b>158 916</b>
Stocks	12 685	-	12 685
Clients et comptes rattachés	19 524	-	19 524
Actifs financiers courants	16 788	-	16 788
Actifs d'impôts courants	525	-	525
Autres débiteurs	9 319	-	9 319
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 829	-	4 829
<b>Actif courant</b>	<b>63 670</b>	<b>-</b>	<b>63 670</b>
<b>Actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>18 145</b>	<b>20</b>	<b>18 165</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>240 559</b>	<b>192</b>	<b>240 751</b>

### CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2010 publié	Impacts option IAS 19	31/12/2010 retraité
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	30 393	(1 671)	28 722
<b>Capitaux propres - part du Groupe</b>	<b>31 317</b>	<b>(1 671)</b>	<b>29 646</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 586	(121)	5 465
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>36 903</b>	<b>(1 792)</b>	<b>35 111</b>
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	35 630	-	35 630
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	753	-	753
Provisions pour avantages du personnel	11 745	1 845	13 590
Autres provisions	1 337	-	1 337
<b>Provisions non courantes</b>	<b>49 465</b>	<b>1 845</b>	<b>51 310</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	41 161	-	41 161
Passifs financiers non courants	40 646	-	40 646
Autres créiteurs non courants	4 965	-	4 965
Impôts différés passifs	4 894	-	4 894
<b>Passif non courant</b>	<b>141 131</b>	<b>1 845</b>	<b>142 976</b>
Provisions courantes	5 010	68	5 078
Fournisseurs et comptes rattachés	12 805	-	12 805
Passifs financiers courants	12 766	-	12 766
Dettes d'impôts courants	396	-	396
Autres créiteurs courants	18 674	-	18 674
<b>Passif courant</b>	<b>49 651</b>	<b>68</b>	<b>49 719</b>
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente</b>	<b>12 874</b>	<b>71</b>	<b>12 945</b>
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>240 559</b>	<b>192</b>	<b>240 751</b>

## 2.6 Impact sur le tableau de flux de trésorerie 2011

<i>(en millions d'euros)</i>	2011 publié	Impacts option IAS 19	2011 retraité
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 506	166	4 672
Pertes de valeur (reprises)	640	-	640
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 325	(115)	7 210
Produits et charges financiers	1 117	-	1 117
Dividendes reçus des entreprises associées	334	-	334
Plus ou moins-values de cession	(686)	(51)	(737)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 785)	-	(1 785)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>	<b>11 451</b>	<b>-</b>	<b>11 451</b>
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	-	(1 623)
Impôts sur le résultat payés	(1 331)	-	(1 331)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>	<b>8 497</b>	<b>-</b>	<b>8 497</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	3 624	-	3 624
Investissements incorporels et corporels	(11 134)	-	(11 134)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	497	-	497
Variations d'actifs financiers	222	-	222
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>	<b>(6 791)</b>	<b>-</b>	<b>(6 791)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1 324)	-	(1 324)
Dividendes versés par EDF	(2 122)	-	(2 122)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(261)	-	(261)
Achats/ventes d'actions propres	(14)	-	(14)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>	<b>(3 721)</b>	<b>-</b>	<b>(3 721)</b>
Émissions d'emprunts	5 846	-	5 846
Remboursements d'emprunts	(4 071)	-	(4 071)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	194	-	194
Subventions d'investissement reçues	161	-	161
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>	<b>2 130</b>	<b>-</b>	<b>2 130</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>	<b>(1 591)</b>	<b>-</b>	<b>(1 591)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>115</b>	<b>-</b>	<b>115</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	115	-	115
Incidence des variations de change	54	-	54
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	44	-	44
Incidence des reclassements	(37)	-	(37)
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>	<b>5 743</b>	<b>-</b>	<b>5 743</b>



## ➤ Note 3. Opérations et événements majeurs

### 3.1 Edison – prise de contrôle par le groupe EDF

#### 3.1.1 Description des opérations

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 le 24 mai 2012 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 détenait 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 le 2 juillet 2012 une offre publique obligatoire sur Edison à un prix de 0,89 euro par action ordinaire. Les actions sans droit de vote n'ont pas fait l'objet d'une offre.

976 306 145 actions ordinaires – correspondant à un montant de 869 millions d'euros – ont été apportées par les actionnaires minoritaires dans le cadre de cette offre clôturée le 6 septembre 2012. 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 – soit 48 millions d'euros au total – a été supporté à parts égales par le groupe EDF et Delmi.

Entre le 2 et le 30 novembre 2012, il a également été proposé aux actionnaires minoritaires d'Edison une conversion de leurs actions sans droit de vote (« *saving shares* ») en actions ordinaires. À l'issue de la période, 437 573 actions sans droit de vote ont été converties en actions ordinaires.

Au 31 décembre 2012, suite à la clôture de l'offre publique obligatoire et de l'offre de conversion des actions sans droit de vote, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

La réglementation boursière italienne ne prévoit pas d'engagement du groupe EDF à acquérir les actions Edison restant détenues par des actionnaires minoritaires à l'issue de l'offre publique obligatoire.

En application de la loi italienne, les actions ordinaires Edison ne sont plus cotées depuis le 11 septembre 2012.

#### 3.1.2 Traitement comptable de l'opération

L'opération est traitée comptablement en deux temps :

- prise de contrôle d'Edison et de TdE via le rachat de la participation de TdE à Delmi ;
- acquisition d'intérêts minoritaires d'Edison via l'offre publique obligatoire.

##### 3.1.2.1 Traitement comptable de la prise de contrôle d'Edison et TdE

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 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 de 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.

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 l'exercice 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 (30) millions d'euros ont été enregistrés sur l'exercice 2012.

L'ensemble de ces impacts financiers résultant de l'opération de prise de contrôle d'Edison et TdE génère ainsi une charge de (58) millions d'euros enregistrée dans le compte de résultat consolidé de l'exercice 2012 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ».

##### 3.1.2.2 Traitement comptable de l'acquisition d'intérêts minoritaires d'Edison

L'acquisition d'intérêts minoritaires du groupe Edison via l'offre publique obligatoire constitue sur le plan comptable une transaction distincte de la prise de contrôle d'Edison (voir 3.1.2.1). Conformément à la norme IAS 27 amendée, elle a par conséquent été comptabilisée comme une transaction entre actionnaires et la différence entre le prix payé (y compris les frais liés à l'opération) et la quote-part d'actif net acquise est comptabilisée en capitaux propres pour un montant de (24) millions d'euros.

#### 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).

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.



# 20 | Informations financières concernant le patrimoine la situation financière et les résultats de l'émetteur

Comptes consolidés

Le résultat de cession est comptabilisé sur l'exercice 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 » <sup>(1)</sup>	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>

(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.

## ACTIF

(en millions d'euros)

	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Goodwill	2 859	(2 859)	-(1)
Autres actifs incorporels	1 436	1 721	3 157 <sup>(2)</sup>
Immobilisations corporelles	5 222	1 306	6 528 <sup>(3)</sup>
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>

## CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)

	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
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	204	354 <sup>(2)</sup>
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>7 102</b>	<b>(1 076)</b>	<b>6 026</b>
Provisions	922	126	1 048 <sup>(5)</sup>
Passifs financiers	3 982	(39)	3 943 <sup>(5)</sup>
Impôts différés passifs	371	1 157	1 528 <sup>(4)</sup>
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>

### 3.1.4 Éléments 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.

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

- (1) Annulation du goodwill historique pour (2 859) millions d'euros.
- (2) Ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 1 721 millions d'euros, dont :
  - Création d'actifs incorporels représentatifs de la marque « Edison » pour 945 millions d'euros et de la relation clientèle pour 190 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.

Étant 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).

La réévaluation des actifs relatifs aux concessions hydrauliques est attribuable à hauteur de 204 millions d'euros (net d'impôts) aux intérêts minoritaires.

- 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).

- Reclassement d'actifs d'Exploration-Production en actifs corporels pour (975) millions d'euros

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 975 millions d'euros – principalement au titre d'Abu Qir en Égypte – ont été reclassés au niveau

des immobilisations corporelles. Ce classement au bilan matérialise une juste valeur représentative de réserves d'hydrocarbures.

- (3) Les ajustements de juste valeur des actifs corporels pour un montant de 1 306 millions d'euros correspondent principalement à un effet de reclassement d'actifs d'Exploration-Production (voir ci-avant) ainsi qu'à la revalorisation de certains actifs de production d'électricité (thermiques et éoliens) et d'actifs d'Exploration-Production.

- (4) Impôts différés pour (1 157) 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.

- (5) Autres ajustements de juste valeur  
Les autres ajustements concernent principalement les passifs éventuels et les passifs financiers.

Les ajustements de juste valeur des actifs et passifs de TdE (hors titres Edison) sont principalement relatifs à la mise en juste valeur de passifs financiers pour 5 millions d'euros (nets d'impôt).

Aucune modification significative n'est intervenue par rapport au bilan d'ouverture présenté dans les comptes consolidés semestriels 2012 résumés.

### 3.1.4.2 Détermination du goodwill 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, 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 de l'exercice 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.

En cas d'ajustement du bilan d'ouverture dans le délai d'affectation mais postérieurement au 31 décembre 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 31 décembre 2012

L'opération de montée au capital d'Edison et TdE a les impacts suivants sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2012.

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition des titres TdE	784
Prix de cession d'Edipower par Edison	(684)
Prix d'acquisition des titres Edison (offre publique obligatoire)	869
<b>Décassements nets</b>	<b>969</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>3 259</b>

### 3.1.7 Effets de la prise de contrôle d'Edison sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 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.

(en millions d'euros)	2012 publié	2012 proforma <sup>(1)</sup>	Variation
Chiffre d'affaires	72 729	75 223	+2 494
Excédent brut d'exploitation	16 084	16 201	+117
Résultat net – part du Groupe	3 316	3 288	(28)

(1) Données 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).

## 3.2 Edison – renégociations des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz

La Cour d'arbitrage de l'ICC (*International Chamber of Commerce*) a rendu sur le second semestre 2012 des sentences favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec RasGas (Qatar) et ENI (Libye).

Il en résulte un impact positif de 680 millions d'euros enregistré dans l'excédent brut d'exploitation du groupe EDF sur l'exercice 2012 (dont 347 millions d'euros relatifs aux exercices antérieurs à 2012).

Une procédure d'arbitrage reste en cours sur le contrat d'approvisionnement en gaz avec Sonatrach (Algérie), avec des conclusions attendues sur l'exercice 2013.

## 3.3 Évolutions relatives au projet EPR Flamanville 3

### 3.3.1 Flamanville 3

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3 de 2 milliards d'euros par rapport au coût (de l'ordre de 6 milliards d'euros<sub>2008</sub>) qui avait été annoncé en juillet 2011. La première production commercialisable est prévue pour 2016.

Au-delà de l'effet « tête de série », certains facteurs ont pesé sur ce coût complet : l'évolution du design de la chaudière, les études d'ingénierie supplémentaires, l'intégration des nouvelles exigences réglementaires ainsi que les enseignements post Fukushima. Ont également été intégrées des dépenses supplémentaires liées à des aléas industriels, comme le remplacement des consoles du pont polaire et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux ainsi que l'impact financier de l'allongement des délais de construction.

### 3.3.2 Fin de la coopération globale entre EDF et ENEL dans le nucléaire

En novembre 2007, EDF et ENEL avaient conclu une série d'accords organisant leur coopération dans le domaine du nucléaire, aux termes desquels ENEL prenait une participation de 12,5 % dans le projet EPR de Flamanville.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement économique et de ce projet ainsi que l'abandon de la relance du programme nucléaire italien suite au référendum de juin 2011, ENEL et EDF ont annoncé le 4 décembre 2012 mettre un terme à cette coopération et renoncer à leurs options respectives dans les programmes de l'autre partenaire, ENEL abandonnant sa participation dans le projet EPR de Flamanville. Cette décision prend effet au 19 décembre 2012. À ce titre, EDF a remboursé ENEL du montant de son investissement dans ce projet, soit 658 millions d'euros (pénalités comprises). En contrepartie, EDF bénéficiera de l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

## 3.4 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2011

### 3.4.1 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Énergies Nouvelles

Le groupe EDF, déjà actionnaire d'EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 50 %, a lancé le 8 avril 2011 une offre publique d'achat simplifiée alternative en numéraire ou en titres afin d'acquérir l'ensemble des actions composant le capital d'EDF Énergies Nouvelles.

Suite à la clôture de l'offre intervenue le 16 juin 2011, le Groupe a acquis les titres apportés pour un montant de 1 351 millions d'euros, portant sa participation dans EDF Énergies Nouvelles à 96,71 %.

EDF a par la suite mis en œuvre un retrait obligatoire des actions non présentées à l'offre pour un prix de 40 euros par action.

Suite à l'opération, EDF Énergies Nouvelles reste consolidé par intégration globale avec un pourcentage d'intérêts s'élevant à 100 % à compter du 29 juin 2011.

### 3.4.2 Cession de la participation dans EnBW

L'opération de cession de la participation du Groupe dans EnBW a été finalisée le 17 février 2011. Conformément aux accords signés le 6 décembre 2010 entre les deux parties, elle s'est traduite par le versement au groupe EDF d'un montant de 4,5 milliards d'euros le 17 février 2011, en complément de l'acompte de 169 millions reçu le 16 décembre 2010. Le résultat net de cession enregistré en 2011 s'élève à 304 millions d'euros (327 millions d'euros avant impôt, enregistrés en « Autres produits et charges d'exploitation »).

## ➤ Note 4. Évolutions réglementaires en France

### 4.1 Accord sur le recouvrement des déficits liés à la CSPE

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) est une contribution fixée par l'État et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par EDF. Elle a vocation à financer l'essor des énergies renouvelables, les tarifs sociaux et la péréquation tarifaire.

Depuis 2007, et malgré la mise en place d'un mécanisme permettant une hausse régulière de la taxe par la loi de finances 2011, le montant de la CSPE collectée ne suffisait pas à compenser l'augmentation de ces charges et le déficit créé venait peser sur l'endettement du Groupe.

L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros, et des coûts de portage supportés par le Groupe, à hauteur de 0,6 milliard d'euros. Le montant de la créance ne sera néanmoins définitivement arrêté que courant 2013, après les délibérations de la CRE pour la reconnaissance des charges de service public 2012.

Un échéancier de remboursement progressif jusqu'en 2018 de cette créance de 4,9 milliards d'euros a été validé dans l'accord, la créance étant rémunérée sur toute la période à des conditions de marché (1,72 %). Cette rémunération sera comptabilisée en produit financier dans les comptes consolidés du Groupe.

À la suite de cet accord, le Groupe a reconnu, dès le 31 décembre 2012, un produit financier de 0,6 milliard d'euros et a transféré la créance de « Autres débiteurs » à « Prêts et créances financiers » pour 4,3 milliards d'euros.

### 4.2 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 à fin 2015 et en mettant en place l'Accès Régulé à l'Électricité 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'État, 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'État.

## ➤ Note 5. Évolutions du périmètre de consolidation

Outre la prise de contrôle d'Edison par le groupe EDF décrite en note 3.1, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2012 concernent les entités suivantes.

### 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. À l'issue de cette opération, le groupe EDF possède 97,4 % 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 (détenues respectivement à 33,4 % et 32,9 % au 31 décembre 2011).

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 l'exercice 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 Énergies 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 31 décembre 2012.

## 5.3 Enerest

Électricité 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 31 décembre 2012 au titre de cette opération s'établit à 89 millions d'euros.

## ➤ Note 6. Informations sectorielles

### 6.1 Informations par secteurs opérationnels

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 les suivants :

- « **France** » qui désigne EDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production

et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;

- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy, y compris EDF Energy Nuclear Generation Limited et EDF Development Company Ltd ;
- « **Italie** » qui désigne les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TdE et Fenice ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **Autres activités** » qui désigne l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

#### 6.1.1 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	39 120	9 739	10 098	7 976	5 796	-	72 729
Chiffre d'affaires inter-secteur	585	-	-	212	632	(1 429)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>39 705</b>	<b>9 739</b>	<b>10 098</b>	<b>8 188</b>	<b>6 428</b>	<b>(1 429)</b>	<b>72 729</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>9 930</b>	<b>2 054</b>	<b>1 019</b>	<b>1 067</b>	<b>2 014</b>	-	<b>16 084</b>
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>5 566</b>	<b>972</b>	<b>265</b>	<b>86</b>	<b>1 356</b>	-	<b>8 245</b>
<b>Bilan :</b>							
Immobilisations incorporelles et corporelles	86 077	13 206	10 017	8 784	11 783	-	129 867
Participations dans les entreprises associées	4 786	25	51	2 111	582	-	7 555
Goodwill	-	8 339	-	605	1 468	-	10 412
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	27 627	4 332	4 102	1 825	7 310	-	45 196
Actifs détenus en vue de la vente	-	240	1	-	-	-	241
Autres actifs non affectés							56 847
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>118 490</b>	<b>26 142</b>	<b>14 171</b>	<b>13 325</b>	<b>21 143</b>	-	<b>250 118</b>
<b>Autres informations :</b>							
Investissements corporels et incorporels	8 235	1 643	438	490	2 580	-	13 386
Dotations aux amortissements	(4 186)	(888)	(644)	(590)	(541)	-	(6 849)
Pertes de valeur	-	(234)	(44)	(389)	(85)	-	(752)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

## 6.1.2 Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	37 171	8 568	6 552	7 501	5 515	-	65 307
Chiffre d'affaires inter-secteur	578	8	-	185	620	(1 391)	-
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>37 749</b>	<b>8 576</b>	<b>6 552</b>	<b>7 686</b>	<b>6 135</b>	<b>(1 391)</b>	<b>65 307</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>9 196</b>	<b>1 942</b>	<b>592</b>	<b>1 280</b>	<b>1 929</b>	<b>-</b>	<b>14 939</b>
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>5 461</b>	<b>1 026</b>	<b>(155)</b>	<b>997</b>	<b>1 123</b>	<b>-</b>	<b>8 452</b>
<b>Bilan :</b>							
Immobilisations incorporelles et corporelles	80 537	12 682	3 965	8 966	10 520	-	116 670
Participations dans les entreprises associées	4 620	25	24	2 302	573	-	7 544
Goodwill	-	8 260	1 400	599	1 389	-	11 648
Autres actifs sectoriels <sup>(1)</sup>	27 604	4 647	1 837	1 792	8 918	-	44 798
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	700	1	-	-	701
Autres actifs non affectés							50 601
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>112 761</b>	<b>25 614</b>	<b>7 926</b>	<b>13 660</b>	<b>21 400</b>	<b>-</b>	<b>231 962</b>
<b>Autres informations :</b>							
Investissements corporels et incorporels	7 378	1 179	318	437	1 822	-	11 134
Dotations aux amortissements	(3 899)	(966)	(427)	(528)	(465)	-	(6 285)
Pertes de valeur	-	-	(320)	(53)	(267)	-	(640)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

## 6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;
- « **Distribution** » : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires...).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	Éliminations <sup>(1)</sup>	Total
<b>Au 31 décembre 2012 :</b>					
Chiffre d'affaires externe :					
– dont France	25 330	14 194	159	(563)	39 120
– dont reste du monde	29 264	431	3 914	-	33 609
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>54 594</b>	<b>14 625</b>	<b>4 073</b>	<b>(563)</b>	<b>72 729</b>
<b>Au 31 décembre 2011 :</b>					
Chiffre d'affaires externe :					
– dont France	24 535	13 099	123	(586)	37 171
– dont reste du monde	24 092	432	3 612	-	28 136
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>48 627</b>	<b>13 531</b>	<b>3 735</b>	<b>(586)</b>	<b>65 307</b>

(1) Dont éliminations entre activités non régulées : (31) millions d'euros en 2012, (30) millions d'euros en 2011.



## Compte de résultat

### ➤ Note 7. Chiffre d'affaires

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	67 538	60 143
Autres ventes de biens et de services	4 388	4 247
Trading	803	917
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>72 729</b>	<b>65 307</b>

Au-delà de la croissance organique résultant d'effets prix ou volumes, la croissance du chiffre d'affaires sur l'exercice 2012 est liée aux effets favorables de variations de périmètre (principalement Edison) et de change (principalement appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro).

### ➤ Note 8. Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Achats consommés de combustible - production d'énergie	(13 815)	(9 922)
Achats d'énergie	(15 279)	(13 957)
Charges de transport et d'acheminement	(8 191)	(6 841)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	73	274
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	114	251
<b>ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE</b>	<b>(37 098)</b>	<b>(30 195)</b>

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fossiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de CO<sub>2</sub> et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

La hausse des achats de combustible et d'énergie au titre de l'exercice 2012 s'explique par les mêmes facteurs que ceux ayant concouru à la hausse du chiffre d'affaires.

### ➤ Note 9. Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Services extérieurs	(11 948)	(10 710)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 223)	(3 638)
Production stockée et immobilisée	4 864	4 147
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	220	270
<b>AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES</b>	<b>(10 087)</b>	<b>(9 931)</b>

## ➤ Note 10. Charges de personnel

### 10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Rémunérations	(7 400)	(7 119)
Charges de Sécurité sociale	(1 641)	(1 346)
Intéressement et participation	(211)	(211)
Autres contributions liées au personnel	(372)	(375)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(229)	(206)
<b>Avantages à court terme</b>	<b>(9 853)</b>	<b>(9 257)</b>
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(795)	(730)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(692)	(697)
<b>Avantages postérieurs à l'emploi</b>	<b>(1 487)</b>	<b>(1 427)</b>
Autres avantages à long terme	(282)	(116)
Indemnités de fin de contrat	(2)	(2)
<b>Autres charges de personnel</b>	<b>(284)</b>	<b>(118)</b>
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>(11 624)</b>	<b>(10 802)</b>

### 10.2 Effectifs moyens

	2012	2011
Statut IEG	98 783	96 385
Autres	55 947	55 419
<b>EFFECTIFS MOYENS</b>	<b>154 730</b>	<b>151 804</b>

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont pris en compte au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 18 967 équivalents temps plein au 31 décembre 2012 (22 504 équivalents temps plein au 31 décembre 2011).

## ➤ Note 11. Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Impôts et taxes sur rémunérations	(221)	(209)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 435)	(1 396)
Autres impôts et taxes	(1 631)	(1 496)
<b>IMPÔTS ET TAXES</b>	<b>(3 287)</b>	<b>(3 101)</b>



## ➤ Note 12. Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2012	2011
Subventions d'exploitation	12.1	4 824	3 679
Produit (charge) net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM	12.2	93	(132)
Résultat de déconsolidation		75	140
Résultat de cession d'immobilisations	12.3	116	79
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(235)	(54)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	12.4	119	217
Autres produits et charges	12.5	459	(268)
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS</b>		<b>5 451</b>	<b>3 661</b>

### 12.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 4 687 millions d'euros en 2012 contre 3 556 millions d'euros en 2011. L'évolution s'explique principalement par la hausse des volumes d'obligations d'achat, essentiellement imputable au photovoltaïque et à l'éolien, et des achats de combustible dans les zones non interconnectées.

### 12.2 Produit/charge net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM

Sur l'exercice 2012, les autres produits et charges opérationnels intègrent un produit de 93 millions d'euros suite à la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en date du 9 octobre 2012 arrêtant la charge définitive au titre du dispositif TaRTAM.

Sur l'exercice 2011, les autres produits et charges opérationnels intègrent une charge nette de (132) millions d'euros résultant à hauteur de (170) millions d'euros de l'arrêté du 4 juillet 2011 publié suite à une ré-estimation du coût par la CRE, sur la base des informations communiquées par les fournisseurs concernés.

### 12.3 Résultat de cession d'immobilisations

Le résultat de cession d'immobilisations intègre en 2012 des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 270 millions d'euros. Le résultat de cession d'immobilisations en 2011 est principalement lié à des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et au Royaume-Uni.

### 12.4 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation

Sur l'exercice 2012, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation intègrent à hauteur de 139 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 (318 millions d'euros en 2011).

### 12.5 Autres produits et charges

En 2012, les autres produits et charges intègrent à hauteur de 347 millions d'euros l'effet des jugements favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye).

## ➤ Note 13. Pertes de valeur/reprises

### 13.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2012	2011
Pertes de valeur sur goodwill	18	(52)	(655)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(27)	(88)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés <sup>(1)</sup>	21-22-46	(727)	(620)
Reprise de provision pour risque Italie		54	723
<b>PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES</b>		<b>(752)</b>	<b>(640)</b>

(1) Dont (74) millions d'euros relatifs aux actifs destinés à être cédés en 2012.

### 13.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur

Les tableaux ci-après présentent les tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie et autres actifs du Groupe en 2012, avec les hypothèses clés retenues.

#### Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance au-delà du plan moyen terme	Pertes de valeur 2012 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	EDF Energy – nucléaire	7,2 %	-	-
Royaume-Uni	EDF Energy – ESCS	7,2 %	1,9 %	-
Italie	Edison – marque Edison	7,5 à 7,8 %	2 %	-
Autre international	EDF Luminus	6,6 %	2 %	-
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	12,3 %	-	(37)
Autres activités	Dalkia International	8,1 %	2 %	-
Autres pertes de valeur sur goodwill				(15)
<b>TOTAL</b>				<b>(52)</b>

## Pertes de valeur sur autres actifs

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Taux de croissance au-delà du plan moyen terme	Pertes de valeur 2012 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	EDF Energy – ESCS	Baisse des sparkspreads (centrale West Burton B) et cession de la centrale de Sutton Bridge	7,2 %	-	(234)
Italie	UGT d'Edison	Situation économique en Grèce	15 %	-	(44)
Autre international	CENG	Baisse des scénarios de prix de l'électricité à long terme	6,6 %	-	(396)
Autres pertes de valeur sur actifs					(26)
<b>TOTAL</b>					<b>(700)</b>

En 2011, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (640) millions d'euros étaient principalement relatives à Edison pour (320) millions d'euros (principalement dans le cadre de la cession d'Edipower à Delmi) et à Dalkia International pour (151) millions d'euros (principalement au titre de ses activités dans les énergies renouvelables en Italie).

### Royaume-Uni

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 339 millions d'euros au 31 décembre 2012. Le test de dépréciation est réalisé en distinguant deux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) :

- une activité nucléaire incluant les centrales en exploitation et les projets de développement de nouveaux EPR ;
- une activité production-commercialisation (ESCS : *Energy Sourcing and Customer Supply*) incluant le développement de la centrale de West Burton.

La valeur recouvrable de l'activité nucléaire est déterminée en évaluant les flux futurs de trésorerie nets actualisés des unités de production sur leur durée d'utilité estimée. Celle-ci tient compte de l'allongement attendu de la durée d'exploitation des réacteurs AGR (*Advanced Gas Reactor*) et de Sizewell B. L'approbation en décembre 2012 de l'extension de sept ans de la durée d'exploitation des réacteurs Hinkley Point B et Hunterston B confirme les hypothèses retenues par le Groupe. Les hypothèses d'évolution des prix de l'électricité au Royaume-Uni tiennent compte d'un besoin de développement de nouveaux moyens de production pour répondre à la demande à partir de 2020, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, et d'une relance du nucléaire à cet horizon. Les prix des droits d'émission de gaz à effet de serre retenus pour le test de dépréciation tiennent compte de la mise en œuvre de la réforme du marché de l'énergie.

La valeur recouvrable de l'UGT Nucléaire est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité et au CMPC du fait notamment de la durée d'exploitation des centrales nucléaires. L'utilisation d'un CMPC majoré d'un demi point n'entraînerait pas de dépréciation de cette UGT. De même, si le nombre d'EPR construits était ramené de 4 à 2, la valeur recouvrable de l'UGT resterait supérieure à sa valeur comptable.

La valeur recouvrable de l'activité production-commercialisation (ESCS) est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base du plan à moyen terme à 3 ans de l'entité. La valeur terminale est déterminée en utilisant un taux de croissance à l'infini après impôt de 1,9 %.

Lors de l'acquisition de British Energy en 2009, EDF Energy a pris l'engagement vis-à-vis de la Commission européenne de céder sa participation dans la centrale gaz de Sutton Bridge. Un accord de vente, soumis à conditions suspensives, a été signé en décembre 2012. La centrale de Sutton Bridge est comptabilisée en actifs destinés à être cédés au 31 décembre 2012 pour son prix de vente net des frais de cession, conduisant à la comptabilisation d'une perte de valeur pour 74 millions d'euros.

La centrale de West Burton est un cycle combiné gaz de 1 305 MW dont la mise en service commerciale est prévue sur le 1<sup>er</sup> semestre 2013. La forte baisse des sparkspreads en 2012 a conduit à réaliser un test de dépréciation sur cette centrale. La valeur recouvrable est déterminée à partir de l'actualisation des flux de trésorerie sur la durée d'exploitation attendue de la centrale. Sur ces bases, la réalisation du test de dépréciation a conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur de 160 millions d'euros sur l'exercice 2012.

### Italie – Edison

Suite à l'opération de prise de contrôle d'Edison finalisée le 24 mai 2012 et la détermination du bilan d'ouverture réalisée dans ce cadre, il n'y a plus de goodwill associé à ce sous-groupe dans les comptes consolidés du groupe EDF (voir note 3.1). Il y a en revanche depuis cette date un actif incorporel à durée de vie indéfinie représentatif de la marque « Edison » pour un montant de 945 millions d'euros enregistré dans les comptes consolidés du Groupe.

En application des règles et méthodes comptables présentées en note 1.3.15, la marque « Edison » a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur. Ce test a été réalisé sur la base des flux de trésorerie du plan à moyen terme en utilisant un taux d'actualisation après impôt de 7,5 % à 7,8 %.

Concernant les autres actifs d'Edison, une perte de valeur de 44 millions d'euros (dont 20 millions d'euros relatifs à des actifs de production thermique en Grèce) a été enregistrée sur l'exercice 2012.

## Autre international

### EDF Luminus

Le goodwill d'EDF Luminus s'élève à 383 millions d'euros au 31 décembre 2012. Le test de dépréciation est réalisé en considérant EDF Luminus comme une seule unité génératrice de trésorerie. La valeur recouvrable est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base des flux de trésorerie sur 20 ans de l'entité et d'une valeur terminale.

Le plan de sortie du nucléaire civil confirmé par le gouvernement belge en juillet 2012 prévoit la fermeture des centrales nucléaires en Belgique d'ici à 2025. Dans la détermination des flux de trésorerie, il est donc considéré que les centrales nucléaires dans lesquelles EDF Luminus possède une participation fermeront d'ici à 2025 et que la production d'électricité issue de ces participations est remplacée par la production d'une centrale à cycle combiné gaz. Le test tient également compte d'une baisse des prix de vente de l'électricité en raison de l'accroissement de la concurrence.

Sur ces bases, le test de dépréciation n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur en 2012.

### CENG

La valeur recouvrable des actifs de CENG est déterminée à partir des flux de trésorerie sur la durée d'exploitation des centrales de production. Aux États-Unis, la baisse des prix du gaz liée au développement des gaz de schiste a entraîné une forte baisse des prix à long terme de l'électricité, constituant un

indice de perte de valeur. Le test de dépréciation prend comme hypothèses économiques une production d'énergie de base aux États-Unis fondée sur le gaz, la mise à l'arrêt de centrales obsolètes et une régulation des gaz à effet de serre restant à un niveau modeste. Le test conduit ainsi à constater une dépréciation de 396 millions d'euros de la valeur des actifs de CENG.

## Autres activités

### Dalkia International

Le goodwill de Dalkia International s'élève à 800 millions d'euros au 31 décembre 2012. Les valeurs recouvrables des actifs sont déterminées à partir des valeurs d'utilité obtenues sur la base des plans à moyen terme à cinq ans et d'une valeur terminale.

Le test de dépréciation n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur en 2012.

### EDF Énergies Nouvelles

Au 1<sup>er</sup> mars 2012, les sociétés EDF ENR Photowatt et PV Alliance sont entrées dans le périmètre d'EDF Énergies Nouvelles. Il a été décidé de déprécier intégralement les actifs de ces sociétés dans le bilan d'ouverture en raison des flux de trésorerie négatifs reflétés dans les plans à moyen terme.

Par ailleurs, la situation macroéconomique de la Grèce a entraîné un arrêt des activités de développement dans ce pays jusqu'au retour de meilleures conditions. Le goodwill sur la Grèce a donc été intégralement déprécié.

## ➤ Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2012 incluent les éléments suivants :

- un produit de 160 millions d'euros concernant ERDF et résultant 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) ;
- les effets de la prise de contrôle d'Edison par le Groupe à hauteur de (58) millions d'euros. Les impacts détaillés de l'opération sont présentés en note 3.1 ;
- une charge nette de (70) millions d'euros relative à la révision des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A) et à la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé – voir note 29.1.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2011 intègrent les éléments suivants :

- un produit de 414 millions d'euros résultant d'une reprise de provision pour renouvellement des immobilisations en concession d'ERDF suite à un changement d'estimation de la durée de vie des canalisations basse-tension aériennes torsadées (étendue à 50 ans au lieu de 40 ans précédemment) ;
- un produit de 327 millions d'euros lié à la plus-value de cession d'EnBW.

## ➤ Note 15 Résultat financier

### 15.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2012	2011
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 538)	(2 284)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	39	(5)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(39)	(3)
Résultat net de change sur endettement	95	21
<b>COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT</b>	<b>(2 443)</b>	<b>(2 271)</b>

La hausse des charges d'intérêts observée en 2012 est en lien avec l'augmentation de l'endettement financier brut moyen sur l'exercice.

## 15.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 392)	(1 337)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 889)	(1 554)
Autres provisions et avances	(4)	(173)
<b>EFFET DE L'ACTUALISATION</b>	<b>(3 285)</b>	<b>(3 064)</b>

La hausse des effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs observée sur l'exercice 2012 génère une charge de (244) millions d'euros liée à la révision du taux d'actualisation pour la France (voir note 29.1.5).

Suite à la fin de la coopération industrielle dans le nucléaire entre EDF et ENEL, l'effet de l'actualisation des autres provisions et avances inclut en 2012 un produit de 101 millions d'euros relatif à la reprise des charges d'actualisation des avances reçues d'ENEL et remboursées en fin d'exercice.

## 15.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	38	44
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	708	137
Produits (charges) sur autres actifs financiers	968	568
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(70)	86
Autres charges financières	(245)	(95)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(93)	(36)
Rendement des actifs de couverture	635	597
Intérêts d'emprunts capitalisés	425	254
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>	<b>2 366</b>	<b>1 555</b>

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

Au 31 décembre 2012, les produits sur autres actifs financiers intègrent un produit de 629 millions d'euros au titre des coûts de portage passés cumulés de la CSPE (voir note 4.1).

Au 31 décembre 2011, une baisse de plus de 50 % de la juste valeur des titres Veolia Environnement par rapport à leur cours historique a été observée. De ce fait, une dépréciation de (340) millions d'euros a été enregistrée en charges sur actifs financiers disponibles à la vente.

Sur l'exercice 2011, les produits sur autres actifs financiers incluent un produit de 232 millions d'euros suite à un abandon de créance par le Commissariat à l'Énergie Atomique relatif à un prêt accordé à EDF dans le cadre de la construction de la centrale de Creys-Malville.

## ➤ Note 16 Impôts sur les résultats

### 16.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2012	2011
Impôts exigibles	(1 619)	(1 690)
Impôts différés	33	354
<b>TOTAL</b>	<b>(1 586)</b>	<b>(1 336)</b>

En 2012, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 058) millions d'euros et des autres filiales pour (561) millions d'euros (respectivement (1 005) millions d'euros et (685) millions d'euros en 2011).

### 16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2012	2011
<b>Résultat des sociétés intégrées avant impôt</b>	<b>4 883</b>	<b>4 672</b>
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	36,10 %	36,10 %
<b>Charge théorique d'impôt</b>	<b>(1 763)</b>	<b>(1 687)</b>
Différences de taux d'imposition	349	329
Différences permanentes	(62)	65
Impôts sans base	49	(78)
Dépréciation d'actifs d'impôts différés	(167)	36
Autres	8	(1)
<b>CHARGE RÉELLE D'IMPÔT</b>	<b>(1 586)</b>	<b>(1 336)</b>
<b>TAUX EFFECTIF D'IMPÔT</b>	<b>32,48 %</b>	<b>28,60 %</b>

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2012 et 2011 est affecté à la hausse par les pertes de valeurs. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2012 et en 2011 respectivement à 29,1 % et à 26,4 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2012 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 349 millions d'euros, dont 177 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni.
- pour 2011 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 329 millions d'euros, dont 177 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni ;
  - l'effet positif de reprises de dépréciation d'actifs d'impôts différés pour 119 millions d'euros, principalement sur le périmètre de l'intégration fiscale en France.



## 16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2012	2011
Impôts différés actifs	3 159	2 577
Impôts différés passifs	(4 479)	(4 894)
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1<sup>ER</sup> JANVIER</b>	<b>(1 320)</b>	<b>(2 317)</b>
Variation en résultat net	34	354
Variation en capitaux propres	506	671
Écarts de conversion	(53)	(64)
Mouvements de périmètre	(1 357)	(18)
Autres mouvements	76	54
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE</b>	<b>(2 114)</b>	<b>(1 320)</b>
Dont impôts différés actifs	3 487	3 159
Dont impôts différés passifs	(5 601)	(4 479)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2012 est liée à hauteur de 550 millions d'euros à la variation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (251 millions d'euros sur l'exercice 2011).

## 16.4 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
<b>Impôts différés actifs:</b>		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	185	83
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	6 318	4 804
Autres provisions non déductibles	731	546
Autres différences temporelles déductibles	1 257	1 214
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	656	622
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	872	720
Compensation impôts différés actif/passif	(3 793)	(3 338)
<b>Sous-total impôts différés actifs</b>	<b>6 226</b>	<b>4 651</b>
Impôts différés actifs non constatés	(2 739)	(1 492)
<b>Total des impôts différés actifs au bilan</b>	<b>3 487</b>	<b>3 159</b>
<b>Impôts différés passifs:</b>		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 570)	(5 785)
Autres différences temporelles taxables	(849)	(510)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(2 975)	(1 522)
Compensation impôts différés actif/passif	3 793	3 338
<b>Total des impôts différés passifs au bilan</b>	<b>(5 601)</b>	<b>(4 479)</b>
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>	<b>(2 114)</b>	<b>(1 320)</b>

Au 31 décembre 2012, les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 2 739 millions d'euros (1 492 millions d'euros au 31 décembre 2011). Cette économie d'impôt potentielle est liée en 2012 à hauteur de 1 831 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (734 millions d'euros au 31 décembre 2011), en forte augmentation du fait de la variation des écarts actuariels comptabilisés en capitaux propres sur l'exercice 2012.

## ➤ Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2012, il n'existe pas d'instrument dilutif au sein du Groupe.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>2012</b>	2011
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 316	3 148
Effet des instruments dilutifs	-	-
<b>Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué</b>	<b>3 316</b>	<b>3 148</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 847 342 956	1 847 318 156
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 847 342 956	1 847 318 156
Résultats par action (en euros) :		
<b>RÉSULTAT PAR ACTION</b>	<b>1,80</b>	<b>1,70</b>
<b>RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION</b>	<b>1,80</b>	<b>1,70</b>

## ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

### ➤ Note 18 Goodwill

#### 18.1 Variation des goodwill

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Valeur nette comptable à l'ouverture	11 648	12 028
Acquisitions	129	21
Cessions	-	(14)
Pertes de valeur (note 13)	(52)	(655)
Écarts de conversion	209	239
Mouvements de périmètre et autres	(1 522)	29
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE</b>	<b>10 412</b>	<b>11 648</b>
Valeur brute à la clôture	11 079	12 775
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(667)	(1 127)

En 2012, les variations observées sont liées principalement à :

- des acquisitions intégrant un goodwill de 89 millions d'euros enregistré suite à la prise de contrôle d'Enerest par Électricité de Strasbourg (voir note 5.3) ;
- des écarts de conversion pour 209 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- les mouvements de périmètre intégrant 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.

En 2011, les variations observées sont liées principalement à :

- des pertes de valeur pour (655) millions d'euros, principalement sur Edison et Dalkia ;
- des écarts de conversion pour 239 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

#### 18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
EDF Energy	8 339	8 260
<b>Total Royaume-Uni</b>	<b>8 339</b>	<b>8 260</b>
Edison	-	1 400
<b>Total Italie</b>	<b>-</b>	<b>1 400</b>
EDF Luminus (Belgique)	383	378
ESTAG (Autriche)	112	112
Autres	110	109
<b>Total Autre international</b>	<b>605</b>	<b>599</b>
Dalkia International	800	799
EDF Énergies Nouvelles	195	209
Autres	473	381
<b>Total Autres activités</b>	<b>1 468</b>	<b>1 389</b>
<b>TOTAL GROUPE</b>	<b>10 412</b>	<b>11 648</b>

## ➤ Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

**Au 31 décembre 2012**

(en millions d'euros)	31/12/2011	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
Logiciels	1 665	251	(149)	(3)	(21)	29	1 772
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	704	-	(29)	(1)	245	(46)	873
Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts	366	681	(597)	3	65	(2)	516
Autres immobilisations incorporelles	2 926	220	(9)	34	1 658	203	5 032
Immobilisations incorporelles en cours	1 303	357	-	(1)	-	112	1 771
<b>Valeurs brutes</b>	<b>6 964</b>	<b>1 509</b>	<b>(784)</b>	<b>32</b>	<b>1 947</b>	<b>296</b>	<b>9 964</b>
Amortissements et dépréciations	(2 262)	(659)	160	(6)	626	(198)	(2 339)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>4 702</b>	<b>850</b>	<b>(624)</b>	<b>26</b>	<b>2 573</b>	<b>98</b>	<b>7 625</b>

Les mouvements de périmètre concernent principalement les effets de la prise de contrôle du groupe Edison, et notamment la reconnaissance de la marque Edison pour un montant de 945 millions d'euros et d'actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques pour un montant de 1 165 millions d'euros. Des informations plus détaillées sont fournies en note 3.1.4.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (27) millions d'euros a été enregistrée en 2012.

**Au 31 décembre 2011**

(en millions d'euros)	31/12/2010	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2011
<b>Valeurs brutes</b>	<b>6 509</b>	<b>1 216</b>	<b>(777)</b>	<b>25</b>	<b>(8)</b>	<b>(1)</b>	<b>6 964</b>
Amortissements et dépréciations	(1 893)	(493)	183	(6)	13	(66)	(2 262)
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>4 616</b>	<b>723</b>	<b>(594)</b>	<b>19</b>	<b>5</b>	<b>(67)</b>	<b>4 702</b>

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (88) millions d'euros a été enregistrée en 2011.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 527 millions d'euros en 2012 (518 millions d'euros en 2011).

## ➤ Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

### 20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Immobilisations	45 919	44 342
Immobilisations en cours	1 303	1 159
<b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>47 222</b>	<b>45 501</b>

## 20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2011	2 138	72 345	3 158	77 641
Augmentations <sup>(1)</sup>	99	3 452	303	3 854
Diminutions	(18)	(431)	(129)	(578)
Autres mouvements	(5)	1	(1)	(5)
<b>Valeurs brutes au 31/12/2012</b>	<b>2 214</b>	<b>75 367</b>	<b>3 331</b>	<b>80 912</b>
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	(1 164)	(30 066)	(2 069)	(33 299)
Dotations nettes aux amortissements	(37)	(184)	(129)	(350)
Diminutions	16	344	127	487
Autres mouvements <sup>(2)</sup>	(6)	(1 736)	(89)	(1 831)
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012</b>	<b>(1 191)</b>	<b>(31 642)</b>	<b>(2 160)</b>	<b>(34 993)</b>
Valeurs nettes au 31/12/2011	974	42 279	1 089	44 342
<b>VALEURS NETTES AU 31/12/2012</b>	<b>1 023</b>	<b>43 725</b>	<b>1 171</b>	<b>45 919</b>

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

## ➤ Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités

### 21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Immobilisations	6 256	5 326
Immobilisations en cours	926	696
<b>IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS</b>	<b>7 182</b>	<b>6 022</b>

## 21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<b>Valeurs brutes au 31/12/2011</b>	<b>1 240</b>	<b>9 234</b>	<b>524</b>	<b>1 187</b>	<b>12 185</b>
Augmentations	32	338	38	42	450
Diminutions	(3)	(22)	(5)	(9)	(39)
Écarts de conversion	2	(6)	37	5	38
Mouvements de périmètre	41	142	-	(1)	182
Autres mouvements	10	(20)	-	(1)	(11)
<b>Valeurs brutes au 31/12/2012</b>	<b>1 322</b>	<b>9 666</b>	<b>594</b>	<b>1 223</b>	<b>12 805</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011</b>	<b>(787)</b>	<b>(5 091)</b>	<b>(261)</b>	<b>(720)</b>	<b>(6 859)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(24)	(270)	(20)	(46)	(360)
Pertes de valeur nettes de reprises	(1)	(8)	-	-	(9)
Diminutions	2	17	5	8	32
Écarts de conversion	-	2	(18)	1	(15)
Mouvements de périmètre	17	616	-	4	637
Autres mouvements	(1)	25	-	1	25
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012</b>	<b>(794)</b>	<b>(4 709)</b>	<b>(294)</b>	<b>(752)</b>	<b>(6 549)</b>
<b>Valeurs nettes au 31/12/2011</b>	<b>453</b>	<b>4 143</b>	<b>263</b>	<b>467</b>	<b>5 326</b>
<b>VALEURS NETTES AU 31/12/2012</b>	<b>528</b>	<b>4 957</b>	<b>300</b>	<b>471</b>	<b>6 256</b>

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent au 31 décembre 2012 les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique) et en Italie.

Les mouvements de périmètre observés sur l'exercice 2012 sont relatifs à la prise de contrôle d'Edison.

## ➤ Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

### 22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

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

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Immobilisations	51 392	47 184
Immobilisations en cours	16 130	12 951
Immobilisations financées par location-financement	316	310
<b>IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE</b>	<b>67 838</b>	<b>60 445</b>

Au 31 décembre 2012, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni. Des pertes de valeur pour (10) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2012 sur des immobilisations en cours ((29) millions d'euros en 2011).



## 22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
<b>Valeurs brutes au 31/12/2011</b>	<b>11 581</b>	<b>63 043</b>	<b>14 904</b>	<b>821</b>	<b>13 173</b>	<b>103 522</b>
Augmentations	231	2 195	1 165	51	2 844	6 486
Diminutions	(275)	(818)	(104)	(3)	(269)	(1 469)
Écarts de conversion	96	155	196	-	1	448
Mouvements de périmètre	272	-	1 565	(2)	(535)	1 300
Autres mouvements	23	(371)	143	-	(307)	(512)
<b>Valeurs brutes au 31/12/2012</b>	<b>11 928</b>	<b>64 204</b>	<b>17 869</b>	<b>867</b>	<b>14 907</b>	<b>109 775</b>
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011</b>	<b>(6 275)</b>	<b>(35 785)</b>	<b>(8 734)</b>	<b>(430)</b>	<b>(5 114)</b>	<b>(56 338)</b>
Dotations nettes aux amortissements	(319)	(2 081)	(691)	(27)	(863)	(3 981)
Pertes de valeur nettes de reprises	(4)	(357)	(198)	-	(75)	(634)
Diminutions	109	647	93	3	250	1 102
Écarts de conversion	(38)	(30)	(116)	-	(32)	(216)
Mouvements de périmètre	12	-	1 083	1	18	1 114
Autres mouvements	15	568	(84)	4	67	570
<b>Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012</b>	<b>(6 500)</b>	<b>(37 038)</b>	<b>(8 647)</b>	<b>(449)</b>	<b>(5 749)</b>	<b>(58 383)</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>
<b>VALEURS NETTES AU 31/12/2012</b>	<b>5 428</b>	<b>27 166</b>	<b>9 222</b>	<b>418</b>	<b>9 158</b>	<b>51 392</b>

Les mouvements de périmètre en 2012 sont principalement liés à la prise de contrôle d'Edison sur l'exercice.

La diminution de la charge d'amortissement des installations de production nucléaire observée en 2012 s'explique principalement par l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires au Royaume-Uni.

En France, les dépenses engagées pour améliorer les performances des tranches nucléaires ont conduit sur l'exercice à une augmentation des montants immobilisés. Par ailleurs, le renforcement du schéma de gestion a permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés.

## 22.3 Contrats de location-financement

	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	58	16	35	7	60
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	478	39	130	309	149

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

## ➤ Note 23 Participations dans les entreprises associées

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale <sup>(1)</sup>	31/12/2012			31/12/2011	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	T	100,00	4 786	407	4 620	272
Alpiq	P	25,00	1 203	(201)	1 396	(276)
Taishan	P	30,00	693	-	688	-
Dalkia Holding	A	34,00	422	(1)	443	23
NTPC	P	40,00	123	27	125	23
Autres participations dans les entreprises associées			328	28	272	9
<b>TOTAL</b>			<b>7 555</b>	<b>260</b>	<b>7 544</b>	<b>51</b>

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

### 23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

#### 23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE sur l'exercice 2012 sont les suivants :

(en millions d'euros)	
Excédent brut d'exploitation 2012	1 610
Résultat net 2012	407
Capitaux propres au 31 décembre 2012	4 786
Total bilan au 31 décembre 2012	15 625
Endettement financier net au 31 décembre 2012	6 875

#### 23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 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 l'exercice 2012, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 239 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2012 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 181 millions d'euros et 205 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 285 millions d'euros.

##### Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via des prêts pour un montant total de 1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012 (1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011). Les charges d'intérêts relatives à ces prêts s'élèvent à 65 millions d'euros sur l'exercice 2012.

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

### 23.2 Alpiq

#### 23.2.1 Indicateurs financiers publiés

Pour l'exercice 2011, les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	
Chiffre d'affaires 2011	11 334
Résultat net 2011	(1 093)
Capitaux propres au 31 décembre 2011	5 104
Total bilan au 31 décembre 2011	14 352

#### 23.2.2 Pertes de valeur

Le 14 décembre 2012, Alpiq a annoncé que des adaptations supplémentaires seraient nécessaires au regard des conditions de marché difficiles ainsi que des mutations profondes dans le paysage énergétique européen, avec pour conséquences un renforcement de son programme de réduction de coûts et de nouvelles pertes de valeur en 2012 pour un montant de (248) millions d'euros (en quote-part EDF). Ces dépréciations enregistrées par Alpiq portent notamment sur des actifs en Suisse et en Italie.

Cette annonce fait suite au recentrage initié par Alpiq en 2011 de son activité sur la Suisse et certains créneaux à l'international. Dans ce cadre, des pertes de valeur pour (320) millions d'euros (quote-part EDF) avaient été enregistrées dans les comptes consolidés du Groupe de l'exercice 2011. Ces dépréciations enregistrées par Alpiq dans ses comptes consolidés portaient notamment sur ses participations dans Romande Énergie en Suisse et dans Edipower et A2A en Italie.

## ➤ Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Combustible nucléaire	10 297	(15)	10 282	9 848	(13)	9 835
Autre combustible	2 104	(4)	2 100	1 963	(8)	1 955
Autres matières premières	1 298	(217)	1 081	1 095	(196)	899
En cours de production de biens et services	216	(30)	186	553	(11)	542
Autres stocks	625	(61)	564	378	(28)	350
<b>TOTAL STOCKS</b>	<b>14 540</b>	<b>(327)</b>	<b>14 213</b>	<b>13 837</b>	<b>(256)</b>	<b>13 581</b>

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 591 millions d'euros au 31 décembre 2012 (6 778 millions d'euros au 31 décembre 2011).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 764 millions d'euros au 31 décembre 2012 (943 millions d'euros au 31 décembre 2011).

## ➤ Note 25 Clients et comptes rattachés

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	20 518	17 962
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	2 927	3 613
Dépréciation	(948)	(667)
<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE</b>	<b>22 497</b>	<b>20 908</b>

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

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté ci-dessous :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<b>CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>23 445</b>	<b>(948)</b>	<b>22 497</b>	<b>21 575</b>	<b>(667)</b>	<b>20 908</b>
dont créances échues de moins de 6 mois	2 144	(251)	1 893	2 019	(193)	1 826
dont créances échues de 6 à 12 mois	688	(211)	477	506	(125)	381
dont créances échues de plus de 12 mois	1 046	(408)	638	670	(278)	392
<b>dont total des créances échues</b>	<b>3 878</b>	<b>(870)</b>	<b>3 008</b>	<b>3 195</b>	<b>(596)</b>	<b>2 599</b>
<b>dont total des créances non échues</b>	<b>19 567</b>	<b>(78)</b>	<b>19 489</b>	<b>18 380</b>	<b>(71)</b>	<b>18 309</b>

Les variations observées sur l'exercice sont notamment liées au passage en intégration globale d'Edison depuis le 24 mai 2012.

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 185 millions d'euros en décembre 2012, dont 774 millions d'euros par le groupe Edison.

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

## ➤ Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Charges constatées d'avance	1 621	621
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	997	3 821
Créances TVA	2 001	1 869
Créances fiscales (hors TVA)	678	595
Autres créances d'exploitation	3 189	3 403
<b>AUTRES DÉBITEURS</b>	<b>8 486</b>	<b>10 309</b>
Dont valeurs brutes	8 583	10 363
Dont dépréciation	(97)	(54)

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

En 2012, les charges constatées d'avance intègrent des versements passés au titre de prestations futures relatives à la gestion du combustible utilisé dont la contrepartie figure au niveau des provisions liées à la production nucléaire (voir note 29).

Au 31 décembre 2012, la créance de CSPE inscrite au niveau des « Autres débiteurs » correspond principalement à la CSPE à collecter sur énergie livrée non facturée. Dans le cadre de l'accord signé avec les pouvoirs publics, un montant de 4 250 millions d'euros correspondant au déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 a été reclassé en actif financier (voir note 4.1).

## ➤ Note 27 Capitaux propres

### 27.1 Capital social

Au 31 décembre 2012 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 0,50 euro chacune, détenues à 84,4 % par l'État français, 13,6 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions auto-détenues.

Conformément aux dispositions de l'article 24 de la loi du 9 août 2004, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

### 27.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF), 8 398 898 actions ont été achetées en 2012 pour un montant total de 134 millions d'euros et 7 413 159 actions ont été vendues pour un montant total de 119 millions d'euros.

Au 31 décembre 2012, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 2 161 333 actions pour une valeur de 33 millions d'euros.

### 27.3 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.

Le 22 novembre 2012, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2012, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2012 pour un montant de 1 053 millions d'euros.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende pourront bénéficier d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le dispositif prendra effet pour le paiement en 2014 du dividende au titre de l'exercice 2013.

## ➤ Note 28 Provisions

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012			31/12/2011		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 094	18 431	19 525	1 302	17 528	18 830
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		225	20 754	20 979	173	19 670	19 843
<b>Provisions liées à la production nucléaire</b>	29	<b>1 319</b>	<b>39 185</b>	<b>40 504</b>	<b>1 475</b>	<b>37 198</b>	<b>38 673</b>
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	45	1 090	1 135	41	809	850
Provisions pour avantages du personnel	31	912	19 540	20 452	940	14 611	15 551
Autres provisions	32	1 618	1 873	3 491	1 606	1 338	2 944
<b>TOTAL PROVISIONS</b>		<b>3 894</b>	<b>61 688</b>	<b>65 582</b>	<b>4 062</b>	<b>53 956</b>	<b>58 018</b>

## ➤ Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible utilisé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.21.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction d'une part des législations et des réglementations propres à chaque pays et d'autre part des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2011	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres Mouvements	31/12/2012
			Provisions Utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 530	337	(647)	(21)	-	618	11 817
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 300	511	(150)	-	-	47	7 708
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>18 830</b>	<b>848</b>	<b>(797)</b>	<b>(21)</b>	<b>-</b>	<b>665</b>	<b>19 525</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 430	1 262	(234)	-	-	(30)	17 428
Provisions pour derniers cœurs	3 413	167	-	-	-	(29)	3 551
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>19 843</b>	<b>1 429</b>	<b>(234)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(59)</b>	<b>20 979</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>	<b>38 673</b>	<b>2 277</b>	<b>(1 031)</b>	<b>(21)</b>	<b>-</b>	<b>606</b>	<b>40 504</b>

Les autres mouvements relatifs aux provisions liées à la production nucléaire incluent principalement les effets suivants :

- (289) millions d'euros relatifs 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 (voir note 36.4), dont (616) millions d'euros résultant de l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires intervenue en 2012 ;
- 665 millions d'euros – au niveau des provisions pour gestion du combustible usé – relatifs à des prestations futures dont la contrepartie figure au niveau des charges constatées d'avance (sans impact sur le résultat de la période).

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	CENG	Autres	Total
(en millions d'euros)	Note 29.1	Note 29.2	Note 29.3	Note 29.4	
Provisions pour gestion du combustible usé	9 498	2 319	-	-	11 817
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	594	-	1	7 708
<b>PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2012</b>	<b>16 611</b>	<b>2 913</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>19 525</b>
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2011	15 865	2 962	-	3	18 830
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 578	4 180	498	172	17 428
Provisions pour derniers cœurs	2 193	1 309	49	-	3 551
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2012</b>	<b>14 771</b>	<b>5 489</b>	<b>547</b>	<b>172</b>	<b>20 979</b>
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2011	13 378	5 791	519	155	19 843

La baisse des provisions pour déconstructions et des provisions pour derniers cœurs d'EDF Energy observée sur l'exercice 2012 résulte à hauteur de respectivement (616) et (185) millions d'euros de l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires.

## 29.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions d'EDF prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application.

Conformément à la réglementation sur la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (note 48).

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

### 29.1.1 Provisions pour charges de gestion du combustible usé

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières recyclables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

Au 31 décembre 2012, la provision pour gestion du combustible usé intègre les effets favorables de la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé.

### 29.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys-Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
  - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activités (FMA) ;
  - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activités à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).



La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP, devenue depuis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat DGEC) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique en lui faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a rédigé un cahier des charges pour les études d'esquisse prenant en compte, en référence ou sous forme de variantes, une grande partie des options de conception proposées par les producteurs. Elle devrait être en mesure de proposer une évaluation des coûts du stockage au plus tôt fin 2013, après prise en compte des recommandations de l'ASN, de la Commission Nationale d'Évaluation (CNE) et du débat public. Après consultation des producteurs de déchets et de l'ASN, le Ministre chargé de l'Énergie devrait arrêter l'évaluation de ces coûts et la rendre publique.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), suite au désistement des deux communes sélectionnées par l'ANDRA, le processus de recherche de site est suspendu. L'ANDRA doit remettre au gouvernement un rapport proposant différents scénarios de gestion des déchets FAVL et les conditions de reprise du processus de recherche de site. Malgré des risques de retard significatifs et compte tenu des risques financiers associés, le calcul de la provision associée au stockage des déchets FAVL n'a pas été remis en cause et devrait permettre de couvrir la plupart des scénarios alternatifs étudiés actuellement en collaboration entre EDF et l'ANDRA.

### 29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Ces provisions concernent la déconstruction des centrales nucléaires de la filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

- Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

Les provisions sont évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'industrie et du commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en €/MW, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979. Cette évaluation a été confirmée par une étude effectuée par l'entreprise en 1999 et ciblée sur un site déterminé, puis par une nouvelle évaluation effectuée en 2009 selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de 4 tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- le réexamen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction ;

- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Des études d'inter-comparaison internationale réalisées avec un cabinet externe spécialisé ont permis de corroborer les résultats de cette étude.

Cette étude a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui confirme l'évaluation de la provision constituée jusqu'à présent et valide les coûts de référence utilisés exprimés en €/MW.

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrale de Creys-Malville, centrales de Brennilis et de Chooz A)

La provision est évaluée à partir du devis de déconstruction remis à jour en 2012. Le devis et le planning ont été revus pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires. Cette révision s'est traduite par une augmentation du niveau de la provision pour déconstruction des centrales nucléaires de 610 millions d'euros, enregistrée en charge de l'exercice 2012 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ».

Cette nouvelle évaluation repose sur les hypothèses structurantes suivantes :

- stratégie de démantèlement dans les délais les plus courts possible (hypothèse inchangée par rapport au précédent devis) ;
- stratégie d'entreposage des déchets MAVL dans une Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue en 2015 (au lieu de 2013 dans le précédent devis), dans l'attente de l'exutoire en stockage profond pour lequel l'hypothèse reste inchangée ;
- disponibilité de l'exutoire pour les déchets graphite à l'horizon 2025 (au lieu de 2019 dans le précédent devis) ;
- obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

### 29.1.4 Provision pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

### 29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

#### 29.1.5.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal retenu par EDF à partir du 31 décembre 2012 pour le calcul des provisions est de 4,8 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (taux d'actualisation nominal de 5,0 % et hypothèse d'inflation de 2,0 % avant cette date).

- Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation. L'évolution de ces critères a conduit le Groupe à revoir l'hypothèse d'inflation à 1,9 % au 31 décembre 2012.

■ Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

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

Le taux d'actualisation retenu doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

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

Afin de respecter le plafond réglementaire, le taux d'actualisation passe à 4,8 % au 31 décembre 2012.

## 29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2012		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
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	15 250	9 498	14 844	9 143
Gestion à long terme des déchets radioactifs	24 562	7 113	23 801	6 722
<b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>39 812</b>	<b>16 611</b>	<b>38 645</b>	<b>15 865</b>
Déconstruction des centrales nucléaires	22 174	12 578	21 108	11 366
Derniers cœurs	3 887	2 193	3 888	2 012
<b>DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>26 061</b>	<b>14 771</b>	<b>24 996</b>	<b>13 378</b>

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Montants provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2012	2011	2012		2011	
			+0,20 %	- 0,20 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
<i>(en millions d'euros)</i>						
<b>Aval du cycle nucléaire :</b>						
- gestion du combustible utilisé	9 498	9 143	(165)	174	(200)	213
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	6 722	(361)	403	(412)	471
<b>Déconstruction et derniers cœurs :</b>						
- déconstruction des centrales nucléaires	12 578	11 366	(458)	479	(544)	576
- derniers cœurs	2 193	2 012	(66)	70	(81)	87
<b>TOTAL</b>	<b>31 382</b>	<b>29 243</b>	<b>(1 050)</b>	<b>1 126</b>	<b>(1 237)</b>	<b>1 347</b>

## 29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 8 402 millions d'euros au 31 décembre 2012 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012 (7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011).

### 29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1<sup>er</sup> juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des « accords de restructuration » stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes d'EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002,

ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;

- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des « accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 186 millions d'euros au 31 décembre 2012 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des « accords de restructuration ».

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

### 29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2012		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
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	3 820	2 319	3 860	2 385
Gestion à long terme des déchets radioactifs	4 188	594	3 969	577
<b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>8 008</b>	<b>2 913</b>	<b>7 829</b>	<b>2 962</b>

### 29.2.3 Provisions pour déconstruction d'EDF Energy

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des Plans de base de déconstruction (*Baseline Decommissioning Plans*) réalisés en 2008 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2012		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
(en millions d'euros)				
<b>DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES</b>	<b>12 887</b>	<b>3 994</b>	<b>12 213</b>	<b>4 239</b>

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 186 millions d'euros – voir note 29.2.1).

## 29.3 Provisions nucléaires de CENG

Aux États-Unis, les obligations en termes de gestion du combustible usé, d'évacuation des déchets et de déconstruction des centrales sont régies essentiellement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) ainsi que par le *Department of Energy* (DOE). Par ailleurs, certaines obligations relatives au transport de déchets sont régies par le *Department of Transportation*.

### 29.3.1 Provision pour aval du cycle

En conformité avec la réglementation en vigueur aux États-Unis, le combustible usé ne fait pas l'objet de retraitement, mais est temporairement entreposé dans des installations spécifiques jusqu'à ce que le DOE prenne en charge son transport final et son stockage définitif dans un centre national. En contrepartie, CENG verse chaque trimestre au DOE des honoraires à raison d'environ 1 dollar/MWh d'électricité produite.

### 29.3.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

CENG a l'obligation de procéder à la déconstruction de ses trois centrales nucléaires (représentant cinq tranches de production nucléaire) à l'issue de leur exploitation conformément à la réglementation de la NRC et de tout règlement d'État applicable à la réhabilitation du site (*greenfielding requirements*). Aux États-Unis, la NRC impose l'achèvement de toutes les activités de déconstruction dans un délai de 60 ans après la cessation de l'exploitation de la centrale.

Les provisions de déconstruction comprennent les activités de dépollution, de démantèlement, d'évacuation et de remise en état du site. Ces activités recouvrent des coûts tels que le personnel interne et externe, le matériel et l'équipement, l'énergie, l'assurance, les taxes immobilières, l'entreposage temporaire sur place de combustible nucléaire usé, le transport et l'évacuation des déchets.

Les estimations des coûts de déconstruction sont calculées site par site à partir d'études techniques mises à jour périodiquement.

### 29.3.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

Les méthodes de financement approuvées par la NRC stipulent la création de fonds d'investissement externes réservés à chaque centrale pour couvrir ses obligations de déconstruction. Ces *trust funds*, actuellement investis en titres de dettes et en actions, sont comptabilisés comme des actifs disponibles à la vente et sont valorisés à leur juste valeur.

Le Comité des Investissements de CENG détermine la stratégie générale d'investissement dont la répartition par type d'actifs. CENG conduit périodiquement une étude complète de la gestion actif-passif afin d'ajuster et d'optimiser la répartition des actifs au vu des objectifs, de la durée des passifs, des conditions à long-terme sur les marchés des capitaux, et de l'échelle de telles obligations prévisionnelles. Aucun des fonds ne peut être directement investi dans des sociétés détenant des centrales nucléaires.

La NRC fixe des indicateurs minimums à respecter pour les actifs de couverture concernant les activités de déconstruction radiologique et demande aux propriétaires de centrales de soumettre un rapport tous les deux ans (les années impaires) pour démontrer l'adéquation de ces actifs de couverture pour chaque centrale. En cas d'insuffisance indiquée, la NRC peut exiger des mesures financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison-mère. En mars 2012, suite à la fusion entre Exelon et Constellation Energy, CENG a déposé un rapport financier en dehors du cycle prévu. Ce rapport n'a indiqué aucune insuffisance, et la NRC n'a pas demandé de garanties financières supplémentaires. Le prochain rapport doit être soumis d'ici à mars 2013.

## 29.4 Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales

Les provisions pour aval du cycle et pour déconstruction des autres filiales concernent essentiellement les centrales nucléaires en Belgique.

## ➤ Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
<b>PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2012</b>	<b>522</b>	<b>71</b>	<b>416</b>	<b>126</b>	<b>1 135</b>
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2011	477	50	189	134	850

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2012 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

## ➤ Note 31 Provisions pour avantages du personnel

### 31.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Provision pour avantages du personnel – part courante	912	940
Provision pour avantages du personnel – part non courante	19 540	14 611
<b>PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>20 452</b>	<b>15 551</b>

#### 31.1.1 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>28 267</b>	<b>(12 594)</b>	<b>15 673</b>	<b>(122)</b>	<b>15 551</b>
Charge nette de l'exercice 2012	2 353	(635)	1 718	13	1 731
Variation des écarts actuariels	5 476	(866)	4 610	-	4 610
Cotisations versées aux fonds	-	(706)	(706)	-	(706)
Cotisations salariales	24	(24)	-	-	-
Prestations versées	(1 353)	555	(798)	-	(798)
Coût des services passés non acquis	74	-	74	(74)	-
Écarts de conversion	142	(111)	31	-	31
Mouvements de périmètre	36	-	36	-	36
Autres variations	23	(27)	(4)	1	(3)
<b>SOLDES AU 31/12/2012</b>	<b>35 042</b>	<b>(14 408)</b>	<b>20 634</b>	<b>(182)</b>	<b>20 452</b>

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

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Coût des services rendus	(743)	(686)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 392)	(1 337)
Rendement escompté des actifs de couverture	635	597
Coûts des services passés	36	(25)
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(271)	(100)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	4	(2)
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME</b>	<b>(1 731)</b>	<b>(1 553)</b>
dont:		
Résultat d'exploitation	(974)	(813)
Résultat financier	(757)	(740)

### 31.1.3 Segmentation géographique de la provision

(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 de l'exercice 2012	1 789	500	5	44	15	2 353
Variation des écarts actuariels	5 685	(333)	-	42	82	5 476
Cotisations salariales	-	23	-	-	1	24
Prestations versées	(1 123)	(196)	(2)	(25)	(7)	(1 353)
Coût des services passés non acquis	74	-	-	-	-	74
Écarts de conversion	-	142	-	(2)	2	142
Mouvements de périmètre	-	-	19	6	11	36
Autres variations	-	3	(9)	2	27	23
<b>ENGAGEMENTS AU 31/12/2012</b>	<b>27 879</b>	<b>6 166</b>	<b>50</b>	<b>529</b>	<b>418</b>	<b>35 042</b>
Juste valeur des actifs de couverture	(8 280)	(5 755)	-	(207)	(166)	(14 408)
Coûts des services passés non comptabilisés	(178)	-	-	(3)	(1)	(182)
<b>PROVISION AU 31/12/2012 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>19 421</b>	<b>411</b>	<b>50</b>	<b>319</b>	<b>251</b>	<b>20 452</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>



## 31.2 France

Le secteur France regroupe principalement EDF SA 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.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

### 31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>					
<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 de l'exercice 2012	1 789	(353)	1 436	13	1 449
Variation des écarts actuariels	5 685	(617)	5 068	-	5 068
Cotisations versées aux fonds	-	(345)	(345)	-	(345)
Cotisations salariales	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 123)	341	(782)	-	(782)
Coût des services passés non acquis	74	-	74	(74)	-
Autres variations	-	-	-	-	-
<b>SOLDES AU 31/12/2012</b>	<b>27 879</b>	<b>(8 280)</b>	<b>19 599</b>	<b>(178)</b>	<b>19 421</b>

La variation des écarts actuariels est principalement liée à la baisse du taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel, qui s'établit à 3,5 % au 31 décembre 2012 (5,0 % au 31 décembre 2011).

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

	31/12/2012	31/12/2011
<i>(en millions d'euros)</i>		
Coût des services rendus	(507)	(501)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 070)	(1 030)
Rendement escompté des actifs de couverture	353	330
Coûts des services passés	40	(13)
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(266)	(98)
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>(1 449)</b>	<b>(1 312)</b>
dont:		
Résultat d'exploitation	(732)	(612)
Résultat financier	(717)	(700)

### 31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2012 :

	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2012	26 591	(8 280)	(178)	18 133
Dont :				
Retraites	20 859	(7 668)	-	13 191
Avantage en nature énergie	3 923	-	-	3 923
Indemnités de fin de carrière	861	(598)	(102)	161
Autres	948	(14)	(76)	858
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2012	1 288	-	-	1 288
Dont :				
Rentes ATMP et Invalidité	1 096	-	-	1 096
Médailles du travail	155	-	-	155
Autres	37	-	-	37
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2012</b>	<b>27 879</b>	<b>(8 280)</b>	<b>(178)</b>	<b>19 421</b>

Au 31 décembre 2011 :

	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2011	20 362	(7 306)	(117)	12 939
Dont :				
Retraites	16 138	(6 762)	-	9 376
Avantage en nature énergie	2 912	-	-	2 912
Indemnités de fin de carrière	744	(531)	(114)	99
Autres	568	(13)	(3)	552
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2011	1 092	-	-	1 092
Dont :				
Rentes ATMP et Invalidité	917	-	-	917
Médailles du travail	141	-	-	141
Autres	34	-	-	34
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2011</b>	<b>21 454</b>	<b>(7 306)</b>	<b>(117)</b>	<b>14 031</b>

## 31.2.4 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élevaient à 8 280 millions d'euros au 31 décembre 2012 (7 306 millions d'euros au 31 décembre 2011) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite. Ils sont constitués de contrats d'assurances.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
<b>ACTIFS DE COUVERTURE</b>	<b>8 280</b>	<b>7 306</b>
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>7 668</i>	<i>6 762</i>
dont en %		
Actions	29 %	26 %
Obligations et monétaires	71 %	74 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>598</i>	<i>531</i>
dont en %		
Actions	31 %	39 %
Obligations et monétaires	69 %	61 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>14</i>	<i>13</i>

## 31.2.5 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2012	31/12/2011
Taux d'actualisation	3,50 %	5,00 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	3,80 %	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'État 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'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à revoir le taux d'actualisation à 3,50 % pour l'exercice 2012.

## 31.2.6 Analyse de sensibilité

(en %)	31/12/2012	31/12/2011
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation :		
■ Sur le montant des engagements	-4,0 %/+4,3 %	-3,4 %/+3,6 %
■ Sur le coût des services rendus au titre de l'exercice N+1	-6,4 %/+7,1 %	-5,3 %/+5,7 %

## 31.3 Royaume-Uni

Trois plans de retraite à prestations définies existent au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*), mis en place en mars 2004, comprend un certain nombre de régimes de retraites repris des sociétés absorbées London Electricity et Seeboard. Tous les salariés ont le droit de s'affilier au régime EEPS ;
- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*), affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de production nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGS (*EDF Energy Generation and Supply Group*) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGS n'accepte plus de nouveaux affiliés.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres plans. Tous les plans présentés ci-dessus, à l'exception de l'EEPS, font partie du régime global des électriciens ESPS.

### 31.3.1 Décomposition de la variation de la provision

	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>					
<b>Soldes au 31/12/2011</b>	<b>6 027</b>	<b>(4 978)</b>	<b>1 049</b>	-	<b>1 049</b>
Charge nette de l'exercice 2012	500	(261)	239	-	239
Variation des écarts actuariels	(333)	(238)	(571)	-	(571)
Cotisations versées aux fonds	-	(337)	(337)	-	(337)
Cotisations salariales	23	(23)	-	-	-
Prestations versées	(196)	196	-	-	-
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-
Écarts de conversion	142	(114)	28	-	28
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres variations	3	-	3	-	3
<b>SOLDES AU 31/12/2012</b>	<b>6 166</b>	<b>(5 755)</b>	<b>411</b>	-	<b>411</b>

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Coût des services rendus de l'exercice	(209)	(160)
Charges d'intérêts (actualisation)	(289)	(281)
Rendement escompté des actifs de couverture	261	255
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(2)	(3)
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME</b>	<b>(239)</b>	<b>(189)</b>
<b>dont:</b>		
Résultat d'exploitation	(211)	(163)
Résultat financier	(28)	(26)

### 31.3.3 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 5 755 millions d'euros au 31 décembre 2012 (4 978 millions d'euros au 31 décembre 2011). Ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
<b>ACTIFS DE COUVERTURE</b>	<b>5 755</b>	<b>4 978</b>
<b>Dont:</b>		
Biens immobiliers	7 %	6 %
Actions	33 %	34 %
Obligations et monétaires	49 %	52 %
Autres	11 %	8 %

## 31.3.4 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2012	31/12/2011
Taux d'actualisation	4,50 %	4,70 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	4,70 %	5,10 %
Taux d'augmentation des salaires	3,10 %	4,70 %

## 31.3.5 Analyses de sensibilité

(en %)	31/12/2012	31/12/2011
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation :		
■ Sur le montant des engagements	-4,7%/+4,9 %	-4,8%/+5,0 %
■ Sur le coût des services rendus au titre de l'exercice N+1	-6,0%/+6,6 %	-7,3%/+7,3 %

## ➤ Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2011	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux participations	194	70	(54)	(18)	-	-	192
Provisions pour risques fiscaux	266	38	(3)	(38)	148	3	414
Provisions pour litiges <sup>(1)</sup>	563	98	(42)	(75)	71	(11)	604
Provisions pour contrats onéreux	808	104	(204)	-	-	(5)	703
Provisions liées aux dispositifs environnementaux <sup>(2)</sup>	466	703	(612)	-	16	8	581
Autres provisions	647	545	(288)	(74)	170	(3)	997
<b>TOTAL</b>	<b>2 944</b>	<b>1 558</b>	<b>(1 203)</b>	<b>(205)</b>	<b>405</b>	<b>(8)</b>	<b>3 491</b>

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

(2) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 50).

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

- des contrats de vente British Energy pour 27 millions d'euros au 31 décembre 2012 (130 millions d'euros au 31 décembre 2011);
- des contrats de vente à long terme (2011-2021) de CENG pour 461 millions d'euros au 31 décembre 2012 (491 millions d'euros au 31 décembre 2011). Les reprises de provisions attachées à ces contrats résultent de la différence sur l'exercice entre les revenus contractualisés et les revenus évalués sur la base des prix de marché à la date d'acquisition.

## ➤ Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Contre-valeur des biens	41 702	40 307
Financement concessionnaire non amorti	(20 182)	(19 383)
<b>Droits sur biens existants – valeurs nettes</b>	<b>21 520</b>	<b>20 924</b>
Amortissement du financement du concédant	10 453	9 923
Provisions pour renouvellement	10 578	10 922
<b>Droits sur biens à renouveler</b>	<b>21 031</b>	<b>20 845</b>
<b>PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE</b>	<b>42 551</b>	<b>41 769</b>

## ➤ Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 027	9 358
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 616	4 323
<b>DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>14 643</b>	<b>13 681</b>

## ➤ Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Avances et acomptes reçus	6 491	6 696
Fournisseurs d'immobilisations	2 699	2 404
Dettes fiscales	4 922	4 213
Dettes sociales	3 166	2 889
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	4 004	4 825
Autres produits constatés d'avance	996	1 110
Autres dettes	2 977	2 752
<b>AUTRES CRÉDITEURS</b>	<b>25 255</b>	<b>24 889</b>
dont part non courante	4 218	4 989
dont part courante	21 037	19 900

## 35.1 Avances et acomptes reçus

---

Au 31 décembre 2012, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 5 558 millions d'euros (5 145 millions d'euros au 31 décembre 2011). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

## 35.2 Dettes fiscales

---

Au 31 décembre 2012, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 747 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).

## 35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

---

Au 31 décembre 2012, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent chez EDF les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 183 millions d'euros (2 818 millions au 31 décembre 2011).

La variation observée sur l'exercice inclut le remboursement par le groupe EDF de l'avance versée par ENEL pour un montant de 613 millions d'euros en décembre 2012 suite à la fin du partenariat industriel entre les deux Groupes autour de l'EPR de Flamanville (voir note 3.3.2). Cette avance était comptabilisée pour un montant de 513 millions d'euros au 31 décembre 2011.

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



## ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

### ➤ Note 36 Actifs financiers courants et non courants

#### 36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

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

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 167	12	3 179	4 482	12	4 494
Actifs financiers disponibles à la vente	11 208	16 045	27 253	10 413	13 915	24 328
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	9	14	23	3	16	19
Juste valeur positive des dérivés de couverture	825	1 596	2 421	914	1 862	2 776
Prêts et créances financières	1 224	12 804	14 028	1 168	8 455	9 623
<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS <sup>(1)</sup></b>	<b>16 433</b>	<b>30 471</b>	<b>46 904</b>	<b>16 980</b>	<b>24 260</b>	<b>41 240</b>

(1) Dont dépréciation pour (1 111) millions d'euros au 31 décembre 2012 ((1 141) millions d'euros au 31 décembre 2011).

#### 36.2 Détail des actifs financiers

##### 36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 162	4 478
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	5	4
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	12	12
<b>ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT</b>	<b>3 179</b>	<b>4 494</b>

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

##### 36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Actions <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	Total	Actions <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	7 328	7 890	15 218	5 801	7 510	13 311
Actifs liquides	3 715	6 574	10 289	2 782	6 242	9 024
Autres titres	1 676	70	1 746	1 918	75	1 993
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b>	<b>12 719</b>	<b>14 534</b>	<b>27 253</b>	<b>10 501</b>	<b>13 827</b>	<b>24 328</b>

(1) Actions ou OPCVM.

# 20 | Informations financières concernant le patrimoine la situation financière et les résultats de l'émetteur

Comptes consolidés

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

(en millions d'euros)	2012		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	1 237	236	(448)	(77)
Actifs liquides	48	28	27	35
Autres actifs	(76)	8	(319)	(38)
<b>ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE</b>	<b>1 209</b>	<b>272</b>	<b>(740)</b>	<b>(80)</b>

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

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

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur l'exercice 2012 concernent principalement EDF pour 1 247 millions d'euros, dont 1 237 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2012.

Les variations brutes de juste valeur sur l'exercice 2011 concernent principalement EDF pour (843) millions d'euros dont :

- (448) millions d'euros au titre des actifs dédiés ;
- (272) millions d'euros sur les titres Veolia Environnement et (149) millions d'euros sur les titres AREVA au niveau des autres titres.

Sur l'exercice 2011, une baisse de plus de 50 % de la juste valeur des titres Veolia Environnement – déterminée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2011 – par rapport au cours historique avait conduit à la comptabilisation d'une perte de (340) millions d'euros en résultat financier.

### 36.2.2.1 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 3 249 millions d'euros au 31 décembre 2012 (2 187 millions d'euros au 31 décembre 2011).

### 36.2.2.2 Autres titres

Au 31 décembre 2012, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 607 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au « Nuclear Decommissioning Trust Funds » (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales nucléaires) ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 110 millions d'euros et Veolia Environnement pour 202 millions d'euros.

Sur l'exercice 2012, le Groupe a cédé l'ensemble de ses titres Exelon pour un montant de 361 millions d'euros. Une plus-value de cession de 32 millions d'euros – résultant d'une part de 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, et d'autre part des cessions de titres Exelon intervenues sur l'exercice – a été enregistrée dans le résultat financier de la période.

## 36.3 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31/12/2012		31/12/2011	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	23	23	19	19
Prêts et créances financières - Actifs à recevoir du NLF	6 920	6 920	7 209	7 209
Prêts et créances financières - CSPE	4 879	4 879	-	-
Autres prêts et créances financières	2 368	2 229	2 567	2 414
<b>ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI</b>	<b>14 190</b>	<b>14 051</b>	<b>9 795</b>	<b>9 642</b>

Les prêts et créances intègrent les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012 (7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent.

Par ailleurs, suite à l'accord avec les pouvoirs publics, la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 a été transférée des « autres

débiteurs » à « prêts et créances financières » pour un montant de 4 250 millions d'euros (voir note 4.1). Dans ce cadre, le produit financier de 629 millions d'euros correspondant aux coûts de portage supportés par le Groupe est également enregistré à ce niveau.

Les autres prêts et créances financières intègrent les prêts d'EDF à RTE pour un montant de 1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012 (1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011).

## 36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

### 36.4.1 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	31/12/2011	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
Actifs financiers disponibles à la vente	24 328	1 887	937	114	(13)	27 253
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	19	10	-	(6)	-	23
Prêts et créances financières	9 623	330	-	60	4 015	14 028

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent au transfert de la créance constituée du déficit de la CSPE pour 4 250 millions d'euros et à 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 pour (289) millions d'euros.

### 36.4.2 Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	31/12/2010	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2011
Actifs financiers disponibles à la vente	25 035	(320)	(517)	75	55	24 328
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	25	(3)	-	-	(3)	19
Prêts et créances financières	9 348	(380)	-	49	606	9 623

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à 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 pour 596 millions d'euros.

## ➤ Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Disponibilités	3 090	2 018
Équivalents de trésorerie <sup>(1)</sup>	2 584	3 502
Comptes courants financiers	200	223
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>	<b>5 874</b>	<b>5 743</b>

(1) Dont part à la juste valeur pour 2 507 millions d'euros au 31 décembre 2012.

## ➤ Note 38 Passifs financiers courants et non courants

### 38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers

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

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	45 891	14 041	<b>59 932</b>	41 989	8 045	<b>50 034</b>
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	2 290	<b>2 290</b>	-	3 433	<b>3 433</b>
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 089	1 190	<b>2 279</b>	699	1 311	<b>2 010</b>
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>46 980</b>	<b>17 521</b>	<b>64 501</b>	<b>42 688</b>	<b>12 789</b>	<b>55 477</b>

### 38.2 Emprunts et dettes financières

#### 38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<b>Soldes au 31/12/2010</b>	<b>35 499</b>	<b>5 404</b>	<b>5 486</b>	<b>373</b>	<b>1 015</b>	<b>47 777</b>
Augmentations	1 810	3 275	663	-	81	5 829
Diminutions	(1 023)	(3 228)	(302)	(16)	(7)	(4 576)
Écarts de conversion	366	34	145	-	1	546
Mouvements de périmètre	(11)	(29)	(334)	(4)	-	(378)
Autres mouvements	883	25	(91)	18	1	836
<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	6 000	1 984	4 400	-	256	12 640
Diminutions	(802)	(3 944)	(382)	(17)	(18)	(5 163)
Écarts de conversion	126	(5)	(19)	-	-	102
Mouvements de périmètre	894	1 444	(25)	43	(5)	2 351
Autres mouvements	127	(52)	(153)	30	16	(32)
<b>SOLDES AU 31/12/2012</b>	<b>43 869</b>	<b>4 908</b>	<b>9 388</b>	<b>427</b>	<b>1 340</b>	<b>59 932</b>

Les autres mouvements sur emprunts et dettes financières correspondent à des variations de juste valeur à hauteur de 86 millions d'euros au 31 décembre 2012 (826 millions d'euros au 31 décembre 2011).

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 annuel de 4,125 %, d'une maturité de 15 ans, et 500 millions de livres sterling avec un coupon annuel de 5,5 %, d'une maturité de 25 ans, en date du 27 mars 2012 ;
- deux milliards d'euros avec un coupon annuel de 2,75 %, d'une maturité de 10,5 ans, en date du 10 septembre 2012.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
EDF et autres filiales liées <sup>(1)</sup>	42 384	35 407
EDF Energy <sup>(2)</sup>	6 786	5 965
EDF Énergies Nouvelles	3 700	4 572
Edison <sup>(3)</sup>	3 474	1 861
Autres entités	3 588	2 229
<b>TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>59 932</b>	<b>50 034</b>

(1) ERDF, PEI, EDF International, EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE.

Au 31 décembre 2012, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2012, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission <sup>(1)</sup>	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,60 %
Obligataire	EDF	12/2008	12/2013	1 350	CHF	3,38 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,50 %
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,10 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,40 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,30 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,60 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,60 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,60 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,10 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,00 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,10 %

(1) Date de réception des fonds.

## 38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	3 848	1 940	6 998	37	1 218	<b>14 041</b>
Entre un et cinq ans	10 590	791	1 627	126	61	<b>13 195</b>
À plus de cinq ans	29 431	2 177	763	264	61	<b>32 696</b>
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2012</b>	<b>43 869</b>	<b>4 908</b>	<b>9 388</b>	<b>427</b>	<b>1 340</b>	<b>59 932</b>

Au 31 décembre 2011 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	790	1 207	4 920	37	1 091	<b>8 045</b>
Entre un et cinq ans	12 760	1 964	520	101	-	<b>15 345</b>
À plus de cinq ans	23 974	2 310	127	233	-	<b>26 644</b>
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES 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>

## 38.2.3 Ventilation des emprunts par devise

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	35 709	1 485	37 194	29 479	(3 129)	26 350
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	11 621	(6 240)	5 381	8 890	(2 401)	6 489
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	7 927	5 773	13 700	6 822	7 559	14 381
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 675	(1 018)	3 657	4 843	(2 029)	2 814
<b>EMPRUNTS</b>	<b>59 932</b>	<b>-</b>	<b>59 932</b>	<b>50 034</b>	<b>-</b>	<b>50 034</b>

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

## 38.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	52 306	(4 844)	47 462	42 614	(2 630)	39 984
Emprunts à taux variable	7 626	4 844	12 470	7 420	2 630	10 050
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>59 932</b>	<b>-</b>	<b>59 932</b>	<b>50 034</b>	<b>-</b>	<b>50 034</b>

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

### 38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 8 598 millions d'euros au 31 décembre 2012 (10 179 millions d'euros au 31 décembre 2011).

	31/12/2012			31/12/2011	
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
<b>LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES</b>	<b>8 598</b>	<b>637</b>	<b>7 961</b>	<b>-</b>	<b>10 179</b>

La diminution des lignes de crédit observée au 31 décembre 2012 est principalement liée à EDF sur les lignes à échéances à moins d'un an.

### 38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2012 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

### 38.2.7 Juste valeur des emprunts et dettes financières

	31/12/2012		31/12/2011	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
(en millions d'euros)				
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>71 671</b>	<b>59 932</b>	<b>53 196</b>	<b>50 034</b>

## 38.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net prend en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010, ainsi que les prêts à des sociétés contrôlées conjointement en contrepartie desquels sont enregistrés des emprunts et dettes financières.

### 38.3.1 Endettement financier net

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011
Emprunts et dettes financières	38.2.1	59 932	50 034
Dérivés de couverture des dettes		(797)	(834)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(5 874)	(5 743)
Actifs liquides <sup>(1)</sup>	36.2	(10 289)	(9 024)
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint <sup>(2)</sup>		(1 397)	(1 400)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	252
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>41 575</b>	<b>33 285</b>

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 10 289 millions d'euros au 31 décembre 2012 (9 024 millions d'euros au 31 décembre 2011).

(2) Dont 1 174 millions d'euros de prêts à RTE au 31 décembre 2012.

En 2012, les opérations de montée au capital d'Edison et TdE conduisant à une intégration globale de ces entités dans les comptes consolidés du groupe EDF se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net au 31 décembre 2012 de 3 259 millions d'euros (voir note 3.1.6).



## ➤ Note 39 Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers en juste valeur au bilan est la suivante.

### 39.1 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	Clôture	Niveau 1 Cours cotés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Modèles internes
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat <sup>(1)</sup>	3 179	16	2 942	221
Actifs financiers disponibles à la vente	27 253	4 363	22 275	615
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 421	-	2 421	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 507	-	2 507	-
<b>Instruments financiers actifs en juste valeur au bilan</b>	<b>35 360</b>	<b>4 379</b>	<b>30 145</b>	<b>836</b>
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 279	9	2 269	1
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 290	11	2 093	186
<b>Instruments financiers passifs en juste valeur au bilan</b>	<b>4 569</b>	<b>20</b>	<b>4 362</b>	<b>187</b>

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 162 millions d'euros.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement aux titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie – principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme – sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

### 39.2 Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	Clôture	Niveau 1 Cours cotés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Modèles internes
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat <sup>(1)</sup>	4 494	24	4 180	290
Actifs financiers disponibles à la vente	24 328	5 171	18 628	529
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 776	-	2 776	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	3 246	40	3 206	-
<b>Instruments financiers actifs en juste valeur au bilan</b>	<b>34 844</b>	<b>5 235</b>	<b>28 790</b>	<b>819</b>
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 010	-	2 009	1
Juste valeur négative des dérivés de transaction	3 433	17	3 177	239
<b>Instruments financiers passifs en juste valeur au bilan</b>	<b>5 443</b>	<b>17</b>	<b>5 186</b>	<b>240</b>

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 478 millions d'euros.

## ➤ Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques génèrent potentiellement de la volatilité sur les états financiers.

### ■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique, et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.1 de l'examen de la situation financière et du résultat.

### ■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.2 de l'examen de la situation financière et du résultat.

### ■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ces contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.1.7 de l'examen de la situation financière et du résultat.

Concernant le risque de défaillance des clients – autre composante du risque de contrepartie –, une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au niveau de l'examen de la situation financière et du résultat :

- Risques de change: chapitre 9.5.1.3;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers: chapitre 9.5.1.4;
- Risques actions sur actifs financiers: chapitres 9.5.1.5 et 9.5.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
  - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2 ;
  - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5 ;
  - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6 ;
  - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44.
- Risques de change :
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Risques actions (examen de la situation financière et du résultat – chapitres 9.5.1.5 et 9.5.1.6) :
  - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 44.1.1 et 29.1.5 ;
  - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.4 et 31.3.3 ;
  - gestion de trésorerie long terme ;
  - titres de participation directe.
- Risques de taux :
  - taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.1 ;
  - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4 ;
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres ;
  - instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

## ➤ Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la

couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	2 421	2 776
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 279)	(2 010)
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE</b>		<b>142</b>	<b>766</b>
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	675	337
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	(80)	679
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(431)	(231)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(22)	(19)

### 41.1 Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2012, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 41 millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 4 millions d'euros en 2011).

### 41.2 Couverture de flux de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de vente d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustible.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2012 est une perte de 1 million d'euros (perte de 9 millions d'euros en 2011).

### 41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des swaps de change et du change à terme.

## 41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

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

	2012			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
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	(42)	4	-	(156)	(1)	(9)
Couverture de change	(608)	(264)	7	254	317	6
Couverture d'investissement net à l'étranger	(420)	-	-	(508)	-	-
Couverture de matières premières	(538)	(566)	-	(1 270)	(693)	-
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE</b>	<b>(1 608)</b>	<b>(826)</b>	<b>7</b>	<b>(1 680)</b>	<b>(377)</b>	<b>(3)</b>

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

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

### 41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2012			Total	Notionnel au 31/12/2011		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		Total	31/12/2012	31/12/2011	
<i>(en millions d'euros)</i>								
Achats de CAP	50	20	-	70	98	-	-	
Achats d'options	45	25	-	70	120	(1)	(1)	
<b>Opérations sur taux d'intérêt</b>	<b>95</b>	<b>45</b>	<b>-</b>	<b>140</b>	<b>218</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	
Payeur fixe/receveur variable	539	1 151	1 273	2 963	3 833	(342)	(304)	
Payeur variable/receveur fixe	613	1 865	5 539	8 017	5 991	1 172	705	
Variable/variable	1 177	272	38	1 487	1 520	-	16	
Fixe/fixe	1 320	3 323	4 514	9 157	10 141	(154)	(79)	
<b>Swaps de taux</b>	<b>3 649</b>	<b>6 611</b>	<b>11 364</b>	<b>21 624</b>	<b>21 485</b>	<b>676</b>	<b>338</b>	
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX</b>	<b>3 744</b>	<b>6 656</b>	<b>11 364</b>	<b>21 764</b>	<b>21 703</b>	<b>675</b>	<b>337</b>	

La juste valeur des *cross-currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross-currency swaps* est intégré d'une part dans cette note et d'autre part dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 41.4.2).

## 41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir				Notionnel à livrer				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2012
Change à terme	3 415	1 341	-	4 756	3 428	1 356	-	4 784	(22)
Swaps	14 617	5 875	4 690	25 182	14 603	5 694	4 956	25 253	(58)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>18 032</b>	<b>7 216</b>	<b>4 690</b>	<b>29 938</b>	<b>18 031</b>	<b>7 050</b>	<b>4 956</b>	<b>30 037</b>	<b>(80)</b>

Au 31 décembre 2011 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir				Notionnel à livrer				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2011
Change à terme	4 704	1 755	-	6 459	4 656	1 744	-	6 400	75
Swaps	7 253	7 861	5 254	20 368	7 232	7 326	5 223	19 781	600
Options	90	-	-	90	93	-	-	93	4
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE</b>	<b>12 047</b>	<b>9 616</b>	<b>5 254</b>	<b>26 917</b>	<b>11 981</b>	<b>9 070</b>	<b>5 223</b>	<b>26 274</b>	<b>679</b>

Le notionnel des cross currency swaps qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

## 41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Contrats de couverture d'électricité	(142)	(489)
Contrats de couverture de gaz	(73)	(62)
Contrats de couverture de charbon	(371)	(591)
Contrats de couverture des produits pétroliers	104	42
Contrats de couverture de droits d'émission de CO <sub>2</sub>	(56)	(170)
<b>VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS</b>	<b>(538)</b>	<b>(1 270)</b>

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Contrats de couverture d'électricité	(296)	(530)
Contrats de couverture de gaz	12	90
Contrats de couverture de charbon	(280)	(348)
Contrats de couverture des produits pétroliers	35	106
Contrats de couverture de droits d'émission de CO <sub>2</sub>	(37)	(11)
<b>VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS</b>	<b>(566)</b>	<b>(693)</b>

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2012				Juste valeur	31/12/2011	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Swaps		-	-	-	-	1	2	
Forwards/futures		3	(3)	-	(5)	14	(195)	
<b>Électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>3</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>	<b>15</b>	<b>(193)</b>	
Swaps		(296)	8	-	1	92	(9)	
Forwards/futures		685	1 282	-	(39)	1 487	(72)	
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>389</b>	<b>1 290</b>	<b>-</b>	<b>(38)</b>	<b>1 579</b>	<b>(81)</b>	
Swaps		21 801	5 907	-	45	7 046	130	
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>21 801</b>	<b>5 907</b>	<b>-</b>	<b>45</b>	<b>7 046</b>	<b>130</b>	
Swaps		10	4	-	(168)	12	39	
<b>Charbon</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>(168)</b>	<b>12</b>	<b>39</b>	
Forwards/futures		29 356	7 365	-	(265)	16 391	(127)	
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>29 356</b>	<b>7 365</b>	<b>-</b>	<b>(265)</b>	<b>16 391</b>	<b>(127)</b>	
Autres matières premières					-		1	
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>						<b>(431)</b>	<b>(231)</b>	

## 41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2012		31/12/2011	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Gaz (swaps)	Millions de therms	49	-	52	1
Charbon et fret	Millions de tonnes	(32)	(22)	(15)	(20)
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>			<b>(22)</b>		<b>(19)</b>

## ➤ Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2	3 162	4 478
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 290)	(3 433)
<b>JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION</b>		<b>872</b>	<b>1 045</b>
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(92)	(42)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(21)	(35)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	985	1 122

### 42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2012			Total	Notionnel au 31/12/2011		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		Total	31/12/2012	31/12/2011	
Payeur fixe/receveur variable	2 369	904	573	3 846	4 562	(248)	(279)	
Payeur variable/receveur fixe	2 738	823	351	3 912	3 957	182	242	
Variable/variable	200	725	-	925	355	(26)	(5)	
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>5 307</b>	<b>2 452</b>	<b>924</b>	<b>8 683</b>	<b>8 874</b>	<b>(92)</b>	<b>(42)</b>	

### 42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

■ Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir			Total	Notionnel à livrer			Total	Juste valeur 31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Change à terme	4 060	425	49	4 534	4 085	433	52	4 570	(32)
Swaps	6 446	131	-	6 577	6 435	133	-	6 568	11
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>10 506</b>	<b>556</b>	<b>49</b>	<b>11 111</b>	<b>10 520</b>	<b>566</b>	<b>52</b>	<b>11 138</b>	<b>(21)</b>



■ Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir				Notionnel à livrer				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2011
Change à terme	3 177	461	26	3 664	3 165	475	32	3 672	(10)
Swaps	2 171	144	11	2 326	2 175	144	12	2 331	(25)
Options	33	-	-	33	37	-	-	37	-
<b>INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION</b>	<b>5 381</b>	<b>605</b>	<b>37</b>	<b>6 023</b>	<b>5 377</b>	<b>619</b>	<b>44</b>	<b>6 040</b>	<b>(35)</b>

## 42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2012		31/12/2011	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		3	715	(5)	485
Options		76	53	36	31
Forwards/futures		(42)	250	(14)	663
<b>Électricité</b>	<b>TWh</b>	<b>37</b>	<b>1 018</b>	<b>17</b>	<b>1 179</b>
Swaps		4 023	(10)	6	12
Options		25 118	-	16 022	81
Forwards/futures		(2 002)	(363)	591	(263)
<b>Gaz</b>	<b>Millions de therms</b>	<b>27 139</b>	<b>(373)</b>	<b>16 619</b>	<b>(170)</b>
Swaps		64	10	133	17
Options		(187)	(1)	1	-
Forwards/futures		(218)	(1)	(81)	-
<b>Produits pétroliers</b>	<b>Milliers de barils</b>	<b>(341)</b>	<b>8</b>	<b>53</b>	<b>17</b>
Swaps		(45)	(170)	(48)	(632)
Forwards/futures		123	110	87	607
Frêt		31	157	15	46
<b>Charbon et frêt</b>	<b>Millions de tonnes</b>	<b>109</b>	<b>97</b>	<b>54</b>	<b>21</b>
Swaps		(386)	27	(561)	-
Options		(546)	(2)	3 370	(2)
Forwards/futures		49 117	212	9 007	115
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>Milliers de tonnes</b>	<b>48 185</b>	<b>237</b>	<b>11 816</b>	<b>113</b>
Swaps			(6)		(40)
<b>Autres matières premières</b>			<b>(6)</b>		<b>(40)</b>
<b>Dérivés incorporés de matières</b>			<b>4</b>		<b>2</b>
<b>CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>			<b>985</b>		<b>1 122</b>

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

## FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

### ➤ Note 43 Flux de trésorerie

#### 43.1 Variation du besoin en fonds de roulement

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Variation des stocks	(508)	(1 031)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(1 426)	(1 009)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(510)	(567)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(27)	(5)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	81	827
<b>VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT</b>	<b>(2 390)</b>	<b>(1 785)</b>

#### 43.2 Investissements incorporels et corporels

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(817)	(544)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(12 798)	(10 790)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	229	200
<b>INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS</b>	<b>(13 386)</b>	<b>(11 134)</b>

### ➤ Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2012. Les variations observées au cours de l'exercice 2012 intègrent notamment l'effet du passage en intégration globale d'Edison depuis le 24 mai 2012. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

#### 44.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe au 31 décembre 2012 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2012	31/12/2011
Engagements d'achats d'énergies et de combustibles	44.1.1	30 931	29 718
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	44.1.2	20 529	19 791
Engagements de location simple en tant que preneur	44.1.3	4 165	2 525
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	44.1.4	367	629
Engagements donnés liés au financement	44.1.5	5 449	3 906
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS</b>		<b>61 441</b>	<b>56 569</b>

#### 44.1.1 Engagements d'achat d'énergies et de combustibles

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières, ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans. Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats. EDF a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achat à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2012, l'échéancier des engagements d'achat d'énergies et de combustibles se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2012				31/12/2011
		Échéances				Total
		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	7 676	2 060	2 482	1 119	2 015	9 467
Achats d'autres énergies et de matières premières <sup>(1)</sup>	1 458	683	761	14	-	1 553
Achats de combustible nucléaire	21 797	2 675	6 991	6 760	5 371	18 698
<b>ENGAGEMENTS D'ACHAT D'ÉNERGIES ET DE COMBUSTIBLES</b>	<b>30 931</b>	<b>5 418</b>	<b>10 234</b>	<b>7 893</b>	<b>7 386</b>	<b>29 718</b>

(1) Hors achat de gaz.

Les évolutions résultent principalement de la hausse des engagements d'achat de combustible nucléaire, compensée partiellement par une baisse des contrats d'achat d'électricité, notamment chez EDF.

##### 44.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achat d'électricité proviennent principalement d'EDF, essentiellement portés par le Système Énergétique Insulaire (SEI), qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, d'ERDF et d'EDF Energy.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 36 TWh pour l'exercice 2012 (33 TWh pour l'exercice 2011), dont 10 TWh au titre de la cogénération (12 TWh pour 2011), 14 TWh au titre de l'éolien (12 TWh pour 2011), 4 TWh au titre du photovoltaïque (2 TWh pour 2011) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2011).

##### 44.1.1.2 Achat d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achat d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

##### 44.1.1.3 Achat de combustible nucléaire

Les engagements d'achat de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

L'augmentation des engagements résulte principalement de la signature de nouveaux contrats ou avenants en 2012 pour un montant de 4,8 milliards d'euros.

##### 44.1.1.4 Achat de gaz et services associés

Les engagements d'achat de gaz sont principalement portés par Edison.

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale de 14,4 milliards de mètres cubes par an. Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2012, les engagements hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison s'élèvent à 414 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 7,3 %, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

Les engagements d'achat de gaz sont également portés par EDF – dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz – et par des filiales via des engagements généralement adossés à des contrats de vente d'électricité dont les clauses dites de «*pass-through*» permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

## 44.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

(en millions d'euros)	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	486	157	186	143	566
Engagements sur commandes d'exploitation <sup>(1)</sup>	4 379	2 620	1 253	506	4 354
Engagements sur commandes d'immobilisations	11 657	5 962	5 080	615	12 083
Autres engagements liés à l'exploitation	4 007	2 138	1 131	738	2 788
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION</b>	<b>20 529</b>	<b>10 877</b>	<b>7 650</b>	<b>2 002</b>	<b>19 791</b>

(1) Hors énergies et combustibles.

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Au 31 décembre 2012, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF Énergies Nouvelles liées aux projets de développement, et Dalkia International.

Au 31 décembre 2012, les engagements sur commandes d'immobilisations et d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Engagements sur commandes d'exploitation	Engagements sur commandes d'immobilisations	Total	Engagements sur commandes d'exploitation	Engagements sur commandes d'immobilisations	Total
EDF SA	2 420	7 908	10 328	2 410	6 882	9 292
ERDF	426	930	1 356	427	800	1 227
EDF Énergies Nouvelles	611	600	1 211	670	1 538	2 208
EDF Energy	622	603	1 225	509	758	1 267
PEI <sup>(1)</sup>	-	414	414	-	844	844
Dunkerque LNG <sup>(2)</sup>	-	656	656	-	783	783
Autres	300	546	846	338	478	816
<b>ENGAGEMENTS SUR COMMANDES</b>	<b>4 379</b>	<b>11 657</b>	<b>16 036</b>	<b>4 354</b>	<b>12 083</b>	<b>16 437</b>

(1) Les engagements sont principalement liés à la construction de centrales thermiques.

(2) Les engagements sont principalement liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

La baisse des commandes d'immobilisations chez EDF Énergies Nouvelles concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment aux États-Unis et au Canada, et de panneaux solaires en France.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent notamment EDF SA à hauteur de 1 017 millions d'euros (728 millions d'euros en 2011) et Edison à hauteur de 1 292 millions d'euros (683 millions d'euros en 2011). Concernant Edison, l'effet du changement de méthode de consolidation explique la hausse des engagements à fin décembre 2012 à hauteur de 713 millions d'euros.

### 44.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2012, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<b>ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR</b>	<b>4 165</b>	<b>514</b>	<b>1 784</b>	<b>1 867</b>	<b>2 525</b>

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que des contrats de frêt maritime dans le cadre des activités de trading. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading.

La variation de l'exercice concerne essentiellement des nouveaux contrats liés à des engagements immobiliers pris par EDF.

### 44.1.4 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Au 31 décembre 2012, les éléments constitutifs des engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres de participations	333	281	13	39	427
Autres engagements donnés liés aux investissements	34	28	4	2	202
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS LIÉS AUX ACQUISITIONS DE TITRES DE PARTICIPATIONS ET D'ACTIFS</b>	<b>367</b>	<b>309</b>	<b>17</b>	<b>41</b>	<b>629</b>

#### 44.1.4.1 Engagements d'acquisition de titres et d'actifs

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 ces participations par le Groupe est intervenu le 16 février 2012.

Au 31 décembre 2012, ces engagements comprennent notamment l'engagement d'achat de titres lié à la reprise du parc éolien terrestre français d'Iberdrola par EDF Énergies Nouvelles et de titres du fonds Electranova Capital.

Les engagements résiduels concernent principalement les opérations suivantes :

- Accord avec Veolia Environnement :  
Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.
- Engagement consenti à Centrica par EDF Energy  
Centrica est entré dans la société de projet ayant pour objet la construction de quatre EPR au Royaume-Uni, à hauteur de 20 % du capital, EDF Energy détenant les 80 % restants.

Au 31 décembre 2012, Centrica disposait d'une option de vente sur EDF de ses titres détenus pouvant être déclenchée sur des critères liés au budget de pré-développement ou juste avant la décision finale d'investissement du premier EPR.

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé l'exercice de cette option de vente (voir note 51.2), dont la valeur ne représente pas un engagement significatif pour le Groupe.

- Dans le cadre de la création de la société EDF Investissements Groupe, la Société C3 (filiale à 100 % d'EDF) a conclu avec la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) des promesses unilatérales d'achat et de vente d'actions relatives aux participations détenues respectivement par NBI et C3. Ainsi, NBI donne la possibilité à tout moment à C3 de racheter jusqu'en 2030 la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net d'EDF Investissements Groupe. Au 31 décembre 2012, l'option dont bénéficiait C3 de vendre à NBI la totalité de sa participation a expiré.

#### 44.1.4.2 Autres engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2011, l'engagement portait essentiellement sur une obligation d'investir pour Dalkia International dans le réseau de Varsovie dans le cadre de l'acquisition de la société Spec.

## 44.1.5 Engagements donnés liés au financement

Les engagements donnés par le Groupe liés au financement au 31 décembre 2012 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	4 906	193	1 389	3 324	3 449
Garanties sur emprunts	218	11	40	167	158
Autres engagements liés au financement	325	170	83	72	299
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT</b>	<b>5 449</b>	<b>374</b>	<b>1 512</b>	<b>3 563</b>	<b>3 906</b>

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 4 906 millions d'euros au 31 décembre 2012 (3 449 millions d'euros en 2011), soit en augmentation de 1 457 millions d'euros.

Les engagements liés au financement ont été donnés principalement par EDF Énergies Nouvelles. La hausse de ces engagements au 31 décembre 2012 concerne essentiellement le financement de nouveaux parcs aux États-Unis et au Royaume-Uni.

## 44.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 31 décembre 2012 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	Total	31/12/2012			31/12/2011
			Échéances			Total
			< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements reçus liés à l'exploitation	44.2.1	1 557	1 096	358	103	1 871
Engagements de location simple en tant que bailleur	44.2.3	1 379	289	748	342	1 268
Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	44.2.4	17	-	17	-	18
Engagements reçus liés au financement	44.2.5	129	25	9	95	239
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS<sup>(1)</sup></b>		<b>3 082</b>	<b>1 410</b>	<b>1 132</b>	<b>540</b>	<b>3 396</b>

(1) Hors engagements de livraison d'électricité détaillés en note 44.2.2 et hors lignes de crédit en note 38.2.5.

## 44.2.1 Engagements reçus liés à l'exploitation

Les engagements reçus liés à l'exploitation concernent essentiellement EDF au 31 décembre 2012.

## 44.2.2 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- Contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW pour des livraisons 2012 de 26,2 TWh.
- Dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 100 TWh (66,4 TWh pour l'année 2013).
- Au Royaume-Uni, EDF s'est engagé en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Cet engagement est lié à une obligation de mise sur le marché de volumes d'électricité sur la période 2012-2015, imposée par la Commission européenne le 22 décembre 2008 dans le cadre de l'acquisition par le groupe EDF de British Energy. Au 31 décembre 2012, l'engagement résiduel porte sur un volume de 12,8 TWh.
- EDF reste engagé à livrer les volumes résiduels de 12 TWh d'ici à mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dit VPP ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

En France, EDF était engagé, suite à l'obligation imposée par le Conseil de la concurrence en date du 10 décembre 2007, à mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie une capacité significative d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse. Ces contrats ont été intégralement résiliés par les contreparties qui y avaient souscrit. Au 31 décembre 2012, EDF n'a donc plus d'engagement de livraison d'électricité à ce titre.

## 44.2.3 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe est engagé à hauteur de 1 379 millions d'euros au titre d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur les projets de production indépendante (IPP) asiatiques.

## 44.2.4 Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2012.

## 44.2.5 Engagements reçus liés au financement

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2012.



## ➤ Note 45 Passifs éventuels

### 45.1 Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW

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

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

La procédure d'arbitrage est en cours. 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.

### 45.2 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.

### 45.3 Contrôles fiscaux

#### EDF

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006.

Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP ») qui, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En fin d'année 2011, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu un avis favorable à la Société sur les principaux chefs de redressement issus du contrôle sur les exercices 2004 à 2006 et a notamment confirmé le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 250 millions d'euros.

En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société. Une réclamation avec sursis de paiement a été adressée à l'administration en 2012 visant à initier la procédure contentieuse, restée sans réponse fin 2012.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification relative à l'exercice 2008. EDF conteste la majeure partie de ces redressements d'impôt, d'environ 900 millions d'euros, relatifs à la déductibilité de certains passifs de long terme. L'administration a confirmé ces redressements en 2012. La Société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'administration dans le cadre des contrôles concernant les exercices 2008 et 2009, relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Enfin, au cours de l'année 2012, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2009 et 2010. Une proposition de rectification relative à l'exercice 2009 a été reçue par la Société fin 2012, pour un montant non significatif. EDF conteste cette proposition.

#### EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 et 2009 s'est traduit par une proposition de rectification fin 2011. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 135 millions d'euros, concernent d'une part le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc., et d'autre part la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France-États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non double imposition franco-américaine.

### 45.4 Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés ou avec des inspecteurs du travail concernant notamment le calcul et la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe. Le nombre de contentieux relatifs à ces litiges reste cependant réduit à ce jour.

### 45.5 ERDF – recours contre les décisions tarifaires TURPE 3

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

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) : le Conseil d'État a jugé cette méthode erronée en droit, au motif qu'elle ne prend pas en considération « les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants

de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat (...) ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations ».

L'annulation ainsi prononcée prendra effet le 1<sup>er</sup> juin 2013. Dans l'intervalle, il appartient à la CRE de proposer, puis aux Ministres de l'Économie et de l'Énergie d'approuver de nouveaux tarifs de distribution, tenant compte de la décision du Conseil d'État, qui se substitueront rétroactivement aux tarifs annulés. La nouvelle décision tarifaire est en cours d'élaboration.

EDF considère que cette décision ne devrait pas avoir de conséquence significative sur les résultats du Groupe.

## 45.6 ERDF - contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF (ou des distributeurs non nationalisés) de l'électricité qu'elles produisent, les modalités de cette obligation d'achat étant déterminées par voie réglementaire, jusqu'à présent dans un cadre réglementaire incitatif. Ce dispositif, qui a permis d'amorcer le développement de la filière photovoltaïque en France, a conduit à une croissance considérée trop rapide de cette filière de sorte que le gouvernement, après plusieurs arrêtés baissant les tarifs de rachat (arrêtés du 12 janvier, 16 mars et 31 août 2010), a décidé, par décret moratoire du 9 décembre 2010, la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

La perspective de ces différentes évolutions tarifaires, anticipées par la filière photovoltaïque, a conduit, notamment en août 2010, à un afflux considérable de dossiers de raccordement dans les unités d'ERDF. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, ERDF n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières dans un délai qui aurait permis aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêté du 4 mars 2011.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF sur les mois de novembre et décembre 2011, qui s'est poursuivi tout au long de l'exercice 2012, à un rythme toutefois moins soutenu. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets,

les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a notamment interjeté appel contre les quelques jugements défavorables rendus en première instance en 2011 et 2012.

## 45.7 EDF Énergies Nouvelles – Silpro

La société Silpro (société Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros. Compte tenu des éléments du dossier, le Groupe n'a pas jugé justifié de constituer de provision.

## 45.8 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 lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A. La date d'audience devant le Tribunal n'a pas été fixée pour le moment. Toute décision éventuelle peut faire l'objet d'un recours devant le Conseil d'État italien.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal Administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

EDF estime que Carlo Tassara n'a présenté aucun élément permettant de remettre en cause le prix confirmé par la CONSOB et que ces procédures sont infondées.

## ➤ Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Actifs détenus en vue de leur vente	241	701
Passifs détenus en vue de leur vente	49	406

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).

## ➤ Note 47 Contribution des co-entreprises

La part des co-entreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

**Au 31 décembre 2012 :**

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
CENG	49,99 %	458	4 537	104	1 789	552	155
Autres		2 546	3 962	1 959	1 213	3 489	507
<b>TOTAL</b>		<b>3 004</b>	<b>8 499</b>	<b>2 063</b>	<b>3 002</b>	<b>4 041</b>	<b>662</b>

**Au 31 décembre 2011 :**

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
Edison	48,96 %	2 106	5 002	1 744	2 176	6 068	480
CENG	49,99 %	424	4 866	106	1 781	542	194
Autres		3 231	6 654	3 028	781	3 195	456
<b>TOTAL</b>		<b>5 761</b>	<b>16 522</b>	<b>4 878</b>	<b>4 738</b>	<b>9 805</b>	<b>1 130</b>

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia International et EDF Investissements Groupe.

## ➤ Note 48 Actifs dédiés D'EDF

### 48.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous conditions un report de cinq ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Les conditions réglementaires étant remplies et après accord de l'autorité administrative, l'affectation aux actifs dédiés de 50 % de la participation d'EDF dans RTE a été réalisée le 31 décembre 2010.

### 48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés d'EDF sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions, et depuis le 31 décembre 2010 suite à l'accord de l'autorité administrative, de 50 % des titres RTE. Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

#### 48.2.1 Placements diversifiés obligataires et actions

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite et d'autre part, le maintien de cette politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation du portefeuille dans sa globalité, en faisant masse des fonds qui le composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – la première échéance notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuel en exploitation.

En date de clôture, ces actifs dédiés sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente et le Groupe a tenu compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille, devaient être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, l'entreprise retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, l'entreprise juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation, l'entreprise, dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

#### 48.2.2 Titres RTE

L'affectation des titres RTE a permis au Groupe de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité : les actifs d'infrastructure tel que RTE présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La valeur des titres RTE affectée aux actifs dédiés est de 2 393 millions d'euros au 31 décembre 2012 (2 310 millions d'euros au 31 décembre 2011). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

## 48.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF et coût actualisé des obligations nucléaires de long terme associées

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

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31/12/2012	31/12/2011
Actions		7 328	5 801
Titres de dettes et portefeuille trésorerie		7 890	7 510
<b>Actifs dédiés – actions et titres de dettes</b>	Actifs financiers disponibles à la vente	<b>15 218</b>	<b>13 311</b>
Dérivés de couverture de change/actions	Juste valeur des dérivés de couverture	13	(22)
Autres éléments		2	2
<b>Placements diversifiés obligataires et actions</b>		<b>15 233</b>	<b>13 291</b>
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées	2 393	2 310
<b>TOTAL ACTIFS DÉDIÉS</b>		<b>17 626</b>	<b>15 601</b>

## 48.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2012

Les dotations de trésorerie, suspendues du fait des conditions de marché en octobre 2011, ont repris en janvier 2012, et s'établissent à 737 millions d'euros pour l'exercice 2012 (315 millions d'euros en 2011).

Du fait d'un contexte marqué par la crise des dettes souveraines européennes, le Groupe a maintenu en 2012 sa politique d'investissement prudente, d'une part en maintenant une exposition maîtrisée sur l'Italie et négligeable sur les pays les plus durement touchés de la zone Euro (Grèce, Portugal, Irlande, Espagne) et d'autre part en allégeant sa position sur les obligations souveraines allemandes aux rendements jugés trop bas.

Des retraits pour un montant de 350 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2012 (378 millions d'euros en 2011).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit le Groupe à comptabiliser de perte de valeur en 2012.

Sur l'année 2012, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 260 millions d'euros (76 millions d'euros en 2011).

Au 31 décembre 2012, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 221 millions d'euros avant impôt (219 millions d'euros au 31 décembre 2011).

## 48.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)		31/12/2012	31/12/2011
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs		7 113	6 722
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires		12 578	11 366
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs		434	389
<b>COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME</b>		<b>20 125</b>	<b>18 477</b>

## ➤ Note 49 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Entreprises associées		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Chiffres d'affaires	2	5	3 585	3 437	917	880	4 504	4 322
Achats d'énergie	45	183	504	666	1 827	1 691	2 376	2 540
Achats externes	-	-	128	134	1 093	880	1 221	1 014
Actifs financiers	-	41	-	-	181	262	181	303
Autres actifs	12	236	1 295	1 242	608	535	1 915	2 013
Passifs financiers	223	136	1 174	1 400	-	1	1 397	1 537
Autres passifs	16	224	734	794	1 212	821	1 962	1 839

Les variations observées en 2012 par rapport à 2011 pour les sociétés consolidées par intégration proportionnelle sont principalement liées à la prise de contrôle du groupe Edison le 24 mai 2012.

des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

### 49.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec RTE (entreprise associée depuis le 31 décembre 2010) sont présentées en note 23.1.

Les autres transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées sont constituées de ventes et d'achats d'énergie.

### 49.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

#### 49.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,4 % du capital d'EDF au 31 décembre 2012. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation

#### 49.2.2 Relations avec GDF SUEZ

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1<sup>er</sup> janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF SUEZ, au 1<sup>er</sup> janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et GDF, vis-à-vis de l'opérateur commun, du 18 avril 2005 modifiée par voie d'avenant le 20 décembre 2007, a été transférée aux deux nouvelles entreprises et est ainsi depuis exécutée par les deux filiales Gestionnaires de Réseau de Distribution. L'opérateur commun assure dans le secteur de la distribution les activités de construction, d'exploitation et de maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

#### 49.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat et l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales, l'achat d'équipements ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

EDF et AREVA NC ont signé le 15 décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032.

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord cadre portant sur les contrats de gestion du combustible usé pour la période post 2007. En application de cet accord, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : « l'Accord Traitement - Recyclage EDF-AREVA NC » et le « Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague ».

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA MINES ont par ailleurs signé le 31 juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.2.



## 49.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2012 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs nommés par l'Assemblée générale.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,5 millions d'euros en 2012 (11,3 millions d'euros en 2011). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part

variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence. La variation observée sur l'exercice 2012 s'explique principalement par le départ en retraite de certains membres du Comité exécutif. A ce titre, les primes de départ en retraite prévues contractuellement, ainsi que les éléments de part variable, ont été versés sur l'année 2012.

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

## ➤ Note 50 Environnement

### 50.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'attribution de droits d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans qui s'est achevée fin 2007 et se caractérise par une réduction des droits d'émission attribués.

La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008-2012.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Kogeneracja, Zielona Gora, EC Kraków, ERSA, EC Wybrzeze, EDF Luminus et ESTAG.

En 2012, le Groupe a restitué 69 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2011. En 2011, le Groupe avait restitué 71 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2010.

Pour l'année 2012, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 72 millions de tonnes. Pour l'année 2011, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 59 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2012, le volume des émissions s'élève à 67 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 152 millions d'euros et couvre l'insuffisance de droits d'émission au 31 décembre 2012 (149 millions d'euros au 31 décembre 2011).

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER contractés dans le cadre du Fonds Carbone sont évalués à 192 millions d'euros au 31 décembre 2012 (192 millions d'euros au 31 décembre 2011).

### 50.2 Certificats d'économie d'énergie

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Ainsi, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période triennale à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

La deuxième période qui s'est ouverte le 1<sup>er</sup> janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2013 se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF sera calculée à posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2012. Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

### 50.3 Certificats d'énergie renouvelable

Au Royaume-Uni, en Pologne, en Belgique et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production et les commercialisateurs ont une obligation de vendre un certain volume d'énergie renouvelable. Cette obligation se traduit par l'apport de la preuve de la satisfaction de l'obligation ou la restitution de certificats d'énergie renouvelable obtenus et/ou acquis. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

Au 31 décembre 2012, une provision de 430 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement au titre des soldes déficitaires au Royaume-Uni et en Belgique.



## ➤ Note 51 Événements postérieurs à la clôture

### 51.1 Émission de dette à durée indéterminée

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

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

En complément, EDF a lancé le 24 janvier 2013 l'émission de dette à durée indéterminée de trois milliards de dollars américains avec un coupon de 5,25 % et une option de remboursement à 10 ans.

Ces instruments sont subordonnés à toute dette senior, ce qui explique leur coupon plus élevé par rapport aux obligations senior. Ils seront comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés du Groupe à compter de la réception des fonds (intervenue le 29 janvier 2013).

Le Groupe, qui utilise cet instrument financier pour la première fois, le considère comme un outil d'optimisation de son bilan compte tenu de la durée de vie de ses actifs et du cycle d'investissement de long terme de ses projets industriels.

### 51.2 Décision de Centrica de sortir du projet de construction d'EPR au Royaume-Uni

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

Le prix d'exercice de cette option est non significatif pour le Groupe.

EDF poursuit ses discussions avec le gouvernement britannique en vue d'établir un prix de vente de l'électricité décarbonnée. Une fois ce prix fixé, le Groupe est confiant sur le fait que le projet EPR d'Hinkley Point recueille de nombreuses marques d'intérêts de la part d'investisseurs partenaires permettant sa réalisation.

Centrica reste partenaire d'EDF à hauteur de 20 % pour le nucléaire existant au Royaume-Uni et conserve ses contrats commerciaux d'achat d'électricité auprès du groupe EDF.

### 51.3 Affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme

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

Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation est concomitante avec une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions, voir note 48) pour un montant de 2,4 milliards d'euros, résultant en une dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La cession de ces actifs financiers permettra une réduction de l'endettement financier net du Groupe à due concurrence.

## ➤ Note 52 Périmètre de consolidation

Nom de l'entité	Pays	Méthode de consolidation au 31/12/2012	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2011	Activité
<b>FRANCE</b>					
Électricité de France		Société mère	100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		IG	100,00	100,00	D
RTE Réseau de Transport d'Électricité		ME	100,00	100,00	T
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)		IG	100,00	100,00	P
<b>ROYAUME-UNI</b>					
EDF Energy Plc (EDF Energy)		IG	100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd		IG	100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd		IG	100,00	100,00	A
<b>ITALIE</b>					
Edison SpA (Edison)		IG	97,40	48,96	P, D, A
Transalpina di Energia SRL (TdE)		IG	100,00	50,00	A
MNTC Holding SRL		IG	100,00	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA		IG	100,00	100,00	A
Fenice Qualita' Per L'Ambiente SpA (Fenice)		IG	100,00	100,00	P, A
<b>AUTRE INTERNATIONAL</b>					
EDF International SAS	France	IG	100,00	100,00	A
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	IP	25,00	25,00	P, A
EDF Belgium SA	Belgique	IG	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	IG	63,53	63,53	P
Usina Termelétrica Norte Fluminense SA (Ute Norte Fluminense)	Brésil	IG	90,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	IG	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd	Chine	IG	100,00	100,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd	Chine	ME	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd	Chine	ME	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company, Ltd	Chine	ME	30,00	30,00	P
EDF Inc.	États-Unis	IG	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	IG	100,00	100,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	IP	49,99	49,99	P
Budapesti Erőmu ZRt (BERT)	Hongrie	IG	95,62	95,57	P
EDF DÉMÁSZ ZRt	Hongrie	IG	100,00	100,00	P, D, A
Nam Theun 2 Power Company	Laos	ME	40,00	40,00	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	IP	50,00	50,00	P
EDF Kraków S.A.	Pologne	IG	94,31	94,31	P
EDF Wybrzeze S.A.	Pologne	IG	99,77	99,75	P
EDF Polska Cuw	Pologne	IG	100,00	75,00	A
EDF Polska Centrala Spolka Z Ograniczona Odpowiedzialnoscia	Pologne	IG	100,00	100,00	A
EDF Paliwa Sp. z o.o.	Pologne	IG	90,59	-	A
EDF Rybnik S.A. (ERSA)	Pologne	IG	97,32	64,85	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	IG	48,99	33,40	P, D
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	IG	48,21	32,87	P, D
Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE)	Slovaquie	IP	49,00	49,00	D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	IG	100,00	100,00	A
Alpiq	Suisse	ME	25,00	25,00	P, D, A, T
Mekong Energy Company Ltd (Meco)	Vietnam	IG	56,25	56,25	P

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.  
 Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

Nom de l'entité	Pays	Méthode de consolidation au 31/12/2012	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2011	Activité
<b>AUTRES ACTIVITÉS</b>					
Dalkia Holding	France	ME	34,00	34,00	A
Dalkia International	France	IP	50,00	50,00	A
Dalkia Investissement	France	IP	67,00	67,00	A
EDF Développement Environnement SA	France	IG	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	IG	100,00	100,00	A
Cie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (Cofiva)	France	IG	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (Sofinel)	France	IG	55,00	55,00	A
Électricité de Strasbourg	France	IG	88,64	88,82	D
Tiru SA - Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	IG	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	IG	65,00	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	IG	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	IG	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	IG	100,00	100,00	A
Société C2	France	IG	100,00	100,00	A
Société C3	France	IG	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	IG	100,00	100,00	A
Domofinance SA	France	ME	45,00	45,00	A
CHAM SAS	France	IG	100,00	100,00	A
EDF Trading Limited	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd	Irlande	IG	100,00	100,00	A
Océane Ré	Luxembourg	IG	99,98	99,98	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	IP	94,80	93,32	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	IG	100,00	100,00	A
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	IP	50,00	50,00	A
Southstream Transport BV	Pays-Bas	ME	15,00	-	T

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

Au 31 décembre 2012, le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

Nom de l'entité	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Quote-part de droits de vote détenus au 31/12/2012
Edison SpA	97,40	99,48
EDF Rybnik S.A. (ERSA)	97,32	97,36
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	48,99	50,00
Elektrocieplownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48,21	98,40
EDF Paliwa Sp. z o.o.	90,59	100,00
Dalkia International	50,00	24,14
Dalkia Investissement	67,00	50,00
Sofinel Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	94,80	50,00

## 20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

### Exercice clos le 31 décembre 2012

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2012 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

### 1. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères, et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants :

- le changement de méthode comptable décrit en note 2 et relatif à la comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi ;
- 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 1.3.2.1 et 29 de l'annexe. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

### 2. Justification des appréciations

Les estimations comptables concourant à la préparation des comptes ont été réalisées par le Groupe dans un environnement incertain, lié à la crise des finances publiques de certains pays de la zone euro. Cette crise s'accompagne d'une crise économique et de liquidité ainsi que d'incertitudes sur l'évolution des prix des matières premières et de l'électricité qui rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques. C'est dans ce contexte que, en application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et que nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

#### Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.27.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2012.

#### Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux obligations de distribution publique d'électricité en France, en particulier l'incidence des changements d'estimation de la durée de vie industrielle de certains de ces biens (notes 1.3.24, 14 et 33) ;
- à 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 (note 3.1) ;
- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité au 31 décembre 2012, eu égard à l'accord intervenu en janvier 2013 (notes 4.1, 12.1, 26 et 36.3) ;
- aux pertes de valeurs enregistrées et aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés (notes 1.3.15 et 13) ;
- aux autres provisions et passifs éventuels (notes 32 et 45).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

### Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Groupe, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

### 3. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 13 février 2013

#### Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit  
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés



Bernard Cattenoz



Jacques-François Lethu



Alain Pons



Patrick E. Suissa

## 20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice 2012 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte <sup>(1)</sup>		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(En milliers d'euros)</i>				
<b>Audit</b>				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 925	27,6	3 654	30,4
Filiales intégrées globalement	6 409	45,0	5 128	42,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	680	4,8	1 734	14,4
Filiales intégrées globalement	180	1,3	166	1,4
<b>Sous-total</b>	<b>11 194</b>	<b>78,7</b>	<b>10 682</b>	<b>88,9</b>
<b>Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement</b>				
Juridique, fiscal, social	1 649	11,6	250	2,1
Autres	1 382	9,7	1 084	9,0
<b>Sous-total</b>	<b>3 031</b>	<b>21,3</b>	<b>1 334</b>	<b>11,1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>14 225</b>	<b>100</b>	<b>12 016</b>	<b>100</b>

(1) Les montants 2012 comprennent les honoraires d'Edison, entité intégrée globalement suite à sa prise de contrôle par le groupe EDF le 24 mai 2012.

## Rappel des informations relatives à l'exercice 2011

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires relatifs à l'exercice 2011 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(En milliers d'euros)</i>				
<b>Audit</b>				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 407	32,2	3 343	33,3
Filiales intégrées globalement	4 006	37,8	4 932	49,1
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	377	3,6	1 096	10,9
Filiales intégrées globalement	904	8,5	94	0,9
<b>Sous-total</b>	<b>8 694</b>	<b>82,1</b>	<b>9 465</b>	<b>94,2</b>
<b>Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement</b>				
Juridique, fiscal, social	815	7,7	254	2,5
Autres	1 077	10,2	333	3,3
<b>Sous-total</b>	<b>1 892</b>	<b>17,9</b>	<b>587</b>	<b>5,8</b>
<b>TOTAL</b>	<b>10 586</b>	<b>100</b>	<b>10 052</b>	<b>100</b>

## 20.4 Politique de distribution de dividendes

### 20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué <sup>(1)</sup> (en euros)	Date de versement du dividende
2009	1 848 866 662	1,15	2 111 146 365,85 <sup>(2)</sup>	3 juin 2010
2010	1 848 866 662	1,15	2 122 291 972,68 <sup>(3)</sup>	6 juin 2011
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20 <sup>(4)</sup>	6 juin 2012

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Dont 1 002 006 770,05 euros versés le 17 décembre 2009 à titre d'acompte sur le dividende 2009 (dont 937 815 444,36 euros payés en actions nouvelles).

(3) Dont 1 053 574 334,82 euros versés le 17 décembre 2010 à titre d'acompte sur le dividende 2010.

(4) Dont 1 053 169 658,76 euros versés le 16 décembre 2011 à titre d'acompte sur le dividende 2011.

Le 22 novembre 2012, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012, payable en numéraire, de 0,57 euro par action. Le montant total de l'acompte mis en paiement le 17 décembre 2012 s'est élevé à 1 052 601 974,10 euros, déduction faite des actions autodétenues.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 13 février 2013, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2013 le versement d'un dividende de 1,25 euro par action au titre de l'exercice 2012. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé en décembre 2012, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,68 euro par action.

Sur ce solde, il sera proposé à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société pour une quote-part de 0,10 euro par action. Les actionnaires pourront exercer leur option entre le 6 juin et le 26 juin 2013 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 26 juin 2013, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire. L'État s'est engagé à exercer son option pour le paiement du dividende en actions nouvelles.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 8 juillet 2013 quel que soit le mode de paiement. La date de détachement est le 6 juin 2013.

### 20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

L'Assemblée générale du 24 mai 2011 a adopté une modification des statuts d'EDF visant à y insérer le dispositif de versement d'un dividende majoré aux actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins 2 ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social. Le premier dividende majoré sera, conformément à la loi, attribué après la clôture du deuxième exercice suivant la modification des statuts, soit en 2014 pour le dividende qui sera distribué au titre de l'exercice 2013.

### 20.4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

## 20.5 Procédures judiciaires et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives. Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure administrative, judiciaire ou d'arbitrage, y compris en suspens ou dont elle serait menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

### 20.5.1 Procédures 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.

## Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés, principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF a fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2012, de 587 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Depuis juin 2004, EDF a décidé de ne plus faire appel, à l'encontre des agents, des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociale (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur.

À fin décembre 2012, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 24,3 millions d'euros environ.

Au 31 décembre 2012, une provision de 30 millions d'euros est comptabilisée dans les comptes d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

## Solaire Direct

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

Le Conseil de la concurrence s'est réuni le 26 novembre 2008 pour examiner la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires. EDF a proposé des engagements afin de répondre aux préoccupations de concurrence énoncées par le Conseil de la concurrence. Ces engagements ont été mis en ligne sur le site internet du Conseil, dans le cadre d'une procédure de market test, afin que les entreprises intéressées puissent faire connaître leur avis.

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

plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. EDF s'est conformé à ces injonctions dans les délais fixés par l'Autorité de la concurrence.

La procédure au fond est toujours en cours. 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 sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

## SUN' R

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

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

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

## Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait avoir un effet négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est également partie à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'Urssaf de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature.

## Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si sa résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

### Litiges en matière fiscale

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006.

Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP ») qui, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En fin d'année 2011, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu un avis favorable à la Société sur les principaux chefs de redressement issus du contrôle sur les exercices 2004 à 2006 et a notamment confirmé le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 250 millions d'euros.

En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société. Une réclamation avec sursis de paiement a été adressée à l'administration en 2012 visant à initier la procédure contentieuse, restée sans réponse fin 2012.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. La Société a reçu fin 2011 une proposition de rectification relative à l'exercice 2008. EDF conteste la majeure partie de ces redressements d'impôt, d'environ 900 millions d'euros, relatifs à la déductibilité de certains passifs de long terme. L'administration a confirmé ces redressements en 2012. La Société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'administration dans le cadre des contrôles concernant les exercices 2008 et 2009, relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Enfin, au cours de l'année 2012, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2009 et 2010. Une proposition de rectification relative à l'exercice 2009 a été reçue par la Société fin 2012, pour un montant non significatif. EDF conteste cette proposition.

### Greenpeace

Une information judiciaire a été ouverte en février 2009 au Tribunal correctionnel de Nanterre sous la qualification de « complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données » à la suite de déclarations d'un informaticien d'une société tierce, qui prétendait avoir procédé à l'intrusion informatique de l'ordinateur de M. Yannick Jadot, ancien porte-parole de Greenpeace courant 2006, à la demande d'un salarié d'EDF. Le salarié visé et son supérieur hiérarchique ont été mis en examen respectivement les 24 mars et 10 juin 2009 et ont fait l'objet d'une mutation d'office à titre de sanction disciplinaire. EDF a été mis en examen le 26 août 2009. Par un jugement rendu le 10 novembre 2011, EDF et les deux salariés avaient été condamnés par le Tribunal de Nanterre.

Par un arrêt rendu le 6 février 2013, la Cour d'Appel de Versailles a relaxé EDF et le supérieur hiérarchique pour les faits reprochés. S'agissant de l'autre salarié, la Cour d'Appel a confirmé le jugement sur la culpabilité et l'a condamné à une peine de 6 mois d'emprisonnement. Le salarié, Greenpeace et Monsieur Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation.

### Fessenheim

Une association et des particuliers ont déposé le 25 juillet 2008 un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire (Ministres chargés de l'énergie et de l'écologie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction de la centrale nucléaire de Fessenheim. Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la loi n° 2006-686 du 13 juin

2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'ASN, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Après rejet par les ministres de la demande gracieuse, les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008, rejeté par jugement du 9 mars 2011. Les requérants ont interjeté appel le 4 mai 2011. EDF et l'État ont transmis chacun un mémoire en défense en 2012. L'instruction est toujours en cours.

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

Par une ordonnance du 9 mars 2012, le Président du Tribunal administratif de Strasbourg a renvoyé devant le Conseil d'État les requêtes portant sur les décisions implicites de rejet des ministres. L'ASN et EDF ont respectivement déposé leurs mémoires en défense en juin 2012.

Enfin, par requête en référé du 23 mars 2013, plusieurs associations dont le Réseau Sortir Du Nucléaire demandent la suspension des travaux liés au réexamen de sûreté et notamment le renforcement du radier.

### Enquête de la Commission européenne relative à une hausse des prix sur le marché de gros de l'électricité

La Commission européenne a effectué en mars 2009 des inspections surprises dans différents locaux d'EDF, dans le cadre d'une enquête relative à l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité en France.

La Commission européenne a classé cette affaire en septembre 2012.

### Verdesis

La société Euro Power Technology a saisi en juin 2008 le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires contre EDF et sa filiale Verdesis, concernant les activités d'EDF et Verdesis dans le biogaz. Par décision du 16 avril 2010, l'Autorité de la concurrence a rejeté la plainte d'Euro Power Technology.

Le 26 avril 2010, Euro Power Technology a fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris qui, par arrêt du 2 décembre 2010, a rejeté son recours. Euro Power Technology s'est pourvue en cassation le 28 décembre 2010. Par arrêt du 9 octobre 2012, la Cour de cassation a rejeté le pourvoi d'Euro Power Technologie contre l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris du 2 décembre 2010. Cet arrêt a donc mis un terme à ce contentieux en rendant définitive la décision de l'Autorité de la concurrence du 16 avril 2010 ayant rejeté la saisine d'Euro Power Technology.

### 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'arrêt 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. Plusieurs arrêtés ministériels successifs sont intervenus dans le prolongement de cette annonce pour modifier tant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application. Par décret du 9 décembre 2010, le Gouvernement a également suspendu provisoirement

l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pour une durée de 3 mois. Un arrêté du 4 mars 2011 a fixé les nouvelles conditions d'achat applicables à l'issue de ce moratoire. Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs ont intenté des procédures visant à obtenir le bénéfice du tarif le plus favorable résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006 ou à échapper à la suspension.

Par ailleurs, en Corse et dans les DOM où EDF a également la qualité de gestionnaire de réseaux, certains producteurs ont 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.

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

Un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas, située dans le département de l'Ain, une installation nucléaire de base dénommée « Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés ». Deux requêtes ont été déposées en juin 2010 devant le Conseil d'État, l'une par la société Roozen, qui exploite une installation horticole à proximité du site, et l'autre par un collectif d'associations de protection de l'environnement, visant à obtenir l'annulation de ce décret. À ce jour, l'instruction est toujours pendante devant le Conseil d'État. Une troisième requête a été déposée en avril 2012 par la ville de Genève devant le Conseil d'État visant également à demander l'annulation du décret.

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

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

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

### Flamanville

Le 15 novembre 2006, EDF a déposé auprès de l'ASN une demande d'autorisation de prélèvement et de rejet d'effluents liquides et gazeux pour la centrale nucléaire de Flamanville dans la Manche. Cette demande comprenait les prélèvements et rejets effectués par les deux réacteurs existants du site (Flamanville 1 et Flamanville 2), ainsi que ceux du futur réacteur de type EPR (Flamanville 3) en cours de construction.

L'ASN a pris une décision, le 7 juillet 2010, fixant à EDF les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des 3 réacteurs. Cette décision a été homologuée par un arrêté des Ministres chargés de la sûreté nucléaire du 15 septembre 2010.

Une association locale, le CRILAN, a saisi le Tribunal administratif de Caen le 23 mars 2011 pour demander l'annulation de cet arrêté.

Le Président du Tribunal administratif de Caen a, par une ordonnance du 20 juillet 2012, renvoyé l'affaire devant le Conseil d'État. Le Tribunal a estimé que la requête du CRILAN ne portait pas sur l'arrêté ministériel d'homologation mais bien sur la décision de l'ASN du 7 juillet 2010. Or, aux termes de l'article R. 351-2 du code de justice administrative, le Conseil d'État est compétent pour les recours contre les décisions de l'ASN. EDF et l'État doivent transmettre leurs mémoires en défense d'ici juin 2013.

### Brennilis

À la suite de l'obtention par EDF de l'autorisation, par décret du 27 juillet 2011, de procéder aux opérations de démantèlement partiel de l'installation nucléaire de Brennilis, installation d'entreposage de matériels de la centrale nucléaire des Monts-d'Arrée, plusieurs associations ont introduit un recours contre ce décret devant le Conseil d'État le 28 septembre 2011, suivi du dépôt d'un mémoire complémentaire déposé le 28 décembre 2011. Par ailleurs, le 16 janvier 2013, les mêmes associations ont déposé une requête en référé devant le Conseil d'État demandant la suspension immédiate de l'exécution du décret. Par ordonnance en date du 6 février 2013, le Conseil d'État a rejeté la demande de suspension et a également, dans un arrêt en date du 1<sup>er</sup> mars 2013, rejeté la requête demandant l'annulation dudit décret.

### Arbitrage consécutif à la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en gaz

Le 2 août 2012, EDF a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de Commerce Internationale par l'un de ses fournisseurs de gaz. Ce fournisseur conteste la résiliation par EDF d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel d'une durée de quatre ans dont il restait une année à courir, et quantifie sa demande à cent millions d'euros. EDF considère que les conditions lui permettant de mettre fin au contrat étaient réunies et estime donc sans fondement le montant revendiqué par la partie demanderesse. Le tribunal arbitral, constitué en janvier 2013, rendra sa sentence au cours du second semestre 2014.

## 20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

### RTE

#### Transfert des lignes haute-tension remises en dotation à la SNCF

La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE des ouvrages électriques haute tension de transport de la SNCF, une commission *ad hoc* a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau haute tension estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'État contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur. Dans l'attente de la décision du Conseil d'État, la SNCF a transféré les ouvrages électriques à RTE, et la vente a été conclue le 26 mai 2010 pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE, à titre d'acompte.

#### Litiges en matière fiscale

Au cours des années 2008 et 2009, RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005, 2006 et 2007. Fin 2011, un avis de mise en recouvrement a été adressé à EDF. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe. Fin 2012, RTE a saisi le Tribunal administratif de Montreuil en vue de confirmer le caractère déductible de la provision.

Par ailleurs, au cours des années 2010 et 2011, RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2008 et 2009. Le principal chef de redressement concerne le litige AT/MP contesté par le Groupe, dont le redressement a été confirmé par l'administration en 2012.

## ERDF

### Litiges en matière fiscale

EDF avait reçu fin 2009 une proposition de rectification à l'issue d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe.

### Direct Énergie

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les fournisseurs peuvent proposer à leurs clients la signature d'un contrat unique portant à la fois sur la fourniture et sur l'accès aux réseaux, et conclure avec le gestionnaire de réseaux un contrat, dit contrat GRD-F, relatif à l'accès au réseau pour l'exécution de ces contrats de fourniture. Dans sa rédaction actuelle, le contrat GRD-F prévoit que même en cas d'impayés par le client final, le fournisseur est tenu de verser à ERDF la part acheminement correspondante. Cette disposition a été contestée par la société Direct Énergie devant le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) par une requête en date du 20 juillet 2010. Dans une décision du 22 octobre 2010, notifiée à ERDF le 17 novembre 2010, le CoRDIS a estimé qu'aucune disposition de la législation en vigueur n'autorisait ERDF à faire supporter par le fournisseur la charge d'un risque d'impayés pour la part revenant au distributeur et que, pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement recouvrées auprès du client final. Le CoRDIS a donc demandé à ERDF de transmettre à Direct Énergie un nouveau contrat GRD-F conforme à sa décision.

À la suite du recours formé par ERDF, la Cour d'Appel de Paris a rendu le 29 septembre 2011 une décision confirmant la décision du CoRDIS. Afin de respecter le principe de non-discrimination, une concertation entre fournisseurs et ERDF a été conduite en 2011 sous l'égide de la CRE pour parvenir à un aménagement du contrat GRD-F qui tienne compte de la décision du CoRDIS confirmée en appel. Lors de la séance publique du CoRDIS du 17 décembre 2012, ERDF a présenté, dans le respect de la décision du CoRDIS du 22 octobre 2010, un dispositif dans lequel le gestionnaire de réseau assume sa part du risque financier résultant du non-paiement par le client final. La décision du CoRDIS, constatant que sa décision du 22 octobre 2010 est exécutée, a été publiée au Journal officiel du 19 mars 2013.

Parallèlement, Direct Énergie et Poweo avaient assigné ERDF devant le Tribunal de Commerce de Paris, respectivement le 11 décembre 2009 et le 3 mars 2011. Les deux sociétés demandaient à ERDF de supporter rétroactivement la charge des impayés qu'elles avaient enregistrés depuis 2004 ainsi qu'une nullité du contrat GRD-F et, à titre subsidiaire, sa requalification en contrat de mandat. ERDF, Poweo et Direct Énergie ont mis un terme à ce contentieux.

### Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF (ou des Distributeurs Non Nationalisés) de l'électricité qu'elles produisent, les modalités de cette obligation d'achat étant déterminées par voie réglementaire, jusqu'à présent dans un cadre réglementaire incitatif. Ce dispositif, qui a permis d'amorcer le développement de la filière photovoltaïque en France, a conduit à une croissance considérée trop rapide de cette filière de sorte que le Gouvernement, après plusieurs arrêtés baissant les tarifs de rachat (arrêtés du 12 janvier, 16 mars et 31 août 2010), a décidé, par décret moratoire du 9 décembre 2010, la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu

pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

La perspective de ces différentes évolutions tarifaires, anticipées par la filière photovoltaïque, a conduit, notamment en août 2010, à un afflux considérable de dossiers de raccordement dans les unités d'ERDF. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, ERDF n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières dans un délai qui aurait permis aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêté du 4 mars 2011.

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

### Recours contre la décision tarifaire TURPE 3

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

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

L'annulation ainsi prononcée prendra effet le 1<sup>er</sup> juin 2013. Dans l'intervalle, il appartient à la CRE de proposer, puis aux ministres de l'Économie et de l'Énergie d'approuver de nouveaux tarifs de distribution, tenant compte de la décision du Conseil d'État, qui se substitueront rétroactivement aux tarifs annulés. La nouvelle décision tarifaire est en cours d'élaboration.

## EDEV

Le contrôle fiscal d'EDEV sur les exercices 2002 et 2003 s'est traduit par une proposition de rappel d'impôt sur les sociétés de 14,5 millions d'euros. La Cour administrative d'appel, par un arrêt du 6 avril 2012 défavorable à EDF a mis définitivement fin au désaccord persistant sur les rectifications proposées.

## EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 et 2009 s'est traduit par une proposition de rectification fin 2011. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 135 millions d'euros, concernent d'une part le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc., et d'autre part la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France-États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non double imposition franco-américaine.



## EDF Énergies Nouvelles

### Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

### 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.

À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le Parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires et l'instruction est en cours. 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. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion.

### Edison

#### Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (« ACEA »), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A S.A. (anciennement AEM SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées Gencos) alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (segnalazione) dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A S.A., Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A S.A., d'obliger EDF et A2A S.A. à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a d'autre part indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

L'audience sur le fond du litige ainsi que sur les moyens de preuve par lesquels ACEA évalue son préjudice, fixée au 26 juin 2008, a fait l'objet de reports successifs jusqu'au 24 mars 2011. EDF et ses filiales n'ayant pas accepté le contradictoire sur la demande d'ACEA d'évaluation de son préjudice, une éventuelle décision du juge italien favorable à cette évaluation ne devrait pas leur être opposable.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011. L'audience s'est tenue le 13 mars 2013 et la décision est attendue courant mai 2013.

### Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le Procureur de la République de Pescara (région Abruzzo) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont Spa, cédé en 2002 à Solvay Solexis Spa, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009, alors que se poursuivait la procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement. Par une ordonnance du 10 mai 2011, le juge de l'audience préliminaire a requalifié les faits d'empoisonnement des eaux en « altération des eaux », pour lesquels la peine encourue ainsi que les dommages et intérêts qui pourraient être alloués par le juge sont moindres.

Par la suite, l'ordonnance de renvoi a été annulée par le tribunal, qui a ordonné que le dossier soit renvoyé au Procureur de la République pour une nouvelle ordonnance de renvoi, ainsi que la convocation d'une nouvelle audience préliminaire. Cette audience préliminaire, commencée le 4 octobre 2012, est en cours.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011 et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État.

### Procédure du Procureur de la République d'Alessandria

Le Procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs d'Ausimont Spa (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site. L'enquête a été clôturée le 16 janvier 2012.

Le Juge compétent a décidé, le 16 janvier 2012, le renvoi devant la cour d'assises d'Alessandria de certains ex-dirigeants de Montedison pour des comportements pouvant être constitutifs de délits environnementaux et en matière de sécurité publique.

Le procès devant la cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012 et se trouve actuellement dans la phase de l'audience préliminaire.

Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement).

### 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 lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TDE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers. EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TDE), Edison, Delmi et A2A. La date d'audience devant le Tribunal n'a pas été fixée pour le moment. Toute décision éventuelle peut faire l'objet d'un recours devant le Conseil d'État italien.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

### Actions initiées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison, ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

### Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotone, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

### BE ZRt

À la suite d'une enquête fondée sur les règles européennes relatives aux aides d'État, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008, exigeant du gouvernement hongrois la résiliation des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1<sup>er</sup> mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009. BE ZRt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (« TUE ») le 4 mai 2009.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne, et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008 une loi résiliant les PPA sans indemnisation au 31 décembre 2008. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'État versées, et BE ZRt n'a eu en conséquence aucune aide d'État illicite à rembourser.

Par un arrêt du 13 février 2012, le TUE a rejeté le recours en annulation déposé par BE ZRt contre la décision. Toutefois, dans la mesure où BE ZRt ne se trouve plus sous le coup de devoir rembourser des aides d'État, et en raison de l'absence d'impact direct sur l'arbitrage en cours (voir ci-après), BE ZRt n'a pas fait d'appel de cette décision.

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE ZRt a négocié un contrat commercial d'une durée de 8 ans avec MVM, acheteur unique hongrois détenu par l'État, pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen »<sup>(1)</sup> pour la vente de la seconde moitié de sa production qui devait couvrir une période allant jusqu'en 2013. Cependant, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. La procédure d'arbitrage a été suspendue jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2011, à la suite de plusieurs accords successifs, et a été reprise à cette date. EDF International a déposé, le 30 décembre 2011, auprès de la Cour permanente d'arbitrage de La Haye, un mémoire en demande en vue d'une indemnisation pour la perte des PPA. Le préjudice lié aux prix de la chaleur en 2011 a été introduit dans ce mémoire à titre conservatoire. Le 2 novembre 2012 la Hongrie a déposé son mémoire en défense, à la fois sur le fond et pour contester la compétence du Tribunal. La Commission européenne déposera son éventuel mémoire avant le 14 mai 2013 et EDF International aura jusqu'à le 24 juin 2013 pour produire son mémoire en réponse. L'audience finale est prévue entre les 2 et 13 décembre 2013.

1. Décret définissant les modalités, dont les tarifs, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».

## EnBW

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

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

Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. 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.

### 20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2012

---

Néant.

## 20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

---

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2012 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 pour les événements intervenus avant le 13 février

2013, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 13 février 2013, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.



