



GROUPE EDF

**RAPPORT
FINANCIER
2012**

2012

Rapport financier

Comptes consolidés au 31 décembre 2012	5
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	104
Comptes sociaux d'EDF SA résumés au 31 décembre 2012	107
Rapport de gestion	119
Rapport 2012 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques, et rapport des Commissaires aux comptes	205

Comptes consolidés au 31 décembre 2012

Comptes consolidés au 31 décembre 2012	5
Comptes de résultat consolidés	6
États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	7
Bilans consolidés	8
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	10
Variations des capitaux propres consolidés	11
Annexe aux comptes consolidés	12
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012	104

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2012	2011 ⁽¹⁾
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
Excédent brut d'exploitation		16 084	14 939
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
Résultat d'exploitation		8 245	8 452
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
Résultat financier	15	(3 362)	(3 780)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		4 883	4 672
Impôts sur les résultats	16	(1 586)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	23	260	51
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 557	3 387
Dont résultat net - part du Groupe		3 316	3 148
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		241	239
Résultat net part du Groupe par action en euro :	17		
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 ⁽¹⁾		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
Résultat net consolidé		3 316	241	3 557	3 148	239	3 387
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽²⁾		937	-	937	(660)	-	(660)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt		(351)	-	(351)	176	-	176
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	36.2.2	586	-	586	(484)	-	(484)
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾		(782)	20	(762)	(1 303)	43	(1 260)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt		160	(9)	151	275	(14)	261
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	41.4	(622)	11	(611)	(1 028)	29	(999)
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
Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi		(4 295)	41	(4 254)	(500)	(21)	(521)
Écarts de conversion		446	82	528	578	35	613
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		(3 885)	134	(3 751)	(1 434)	43	(1 391)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES		(569)	375	(194)	1 714	282	1 996

(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 ⁽¹⁾
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
Actif non courant		181 792	163 281
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
Actif courant		68 085	67 980
Actifs détenus en vue de leur vente	46	241	701
TOTAL DE L'ACTIF		250 118	231 962

(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 ⁽¹⁾
Capital	27	924	924
Réserves et résultats consolidés		24 934	27 559
Capitaux propres - part du Groupe		25 858	28 483
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 854	4 189
Total des capitaux propres	27	30 712	32 672
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
Provisions non courantes	28	61 688	53 956
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 créditeurs non courants	35	4 218	4 989
Impôts différés passifs	16.3	5 601	4 479
Passif non courant		161 038	147 881
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 créditeurs courants	35	21 037	19 900
Passif courant		58 319	51 003
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	49	406
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		250 118	231 962

(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 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
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)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 144	11 451
Frais financiers nets décaissés		(1 634)	(1 623)
Impôts sur le résultat payés		(1 586)	(1 331)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		9 924	8 497
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise/cédée ⁽²⁾		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
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(14 410)	(6 791)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		(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)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(3 408)	(3 721)
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
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		8 065	2 130
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		4 657	(1 591)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		171	115
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
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)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	5 874	5 743

(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 ⁽¹⁾	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>								
Capitaux propres au 31/12/2010	924	(19)	543	400	29 469	31 317	5 586	36 903
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽²⁾	-	-	26	-	(1 697)	(1 671)	(121)	(1 792)
Capitaux propres au 31/12/2010 retraités	924	(19)	569	400	27 772	29 646	5 465	35 111
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
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	578	(1 512)	2 648	1 714	282	1 996
Augmentation de capital d'EDF ⁽³⁾	6	(324)	-	-	300	(18)	-	(18)
Réduction de capital d'EDF ⁽³⁾	(6)	324	-	-	(318)	-	-	-
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 122)	(2 122)	(262)	(2 384)
Achats/ventes d'actions propres	-	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	39	(769)	(730)	(1 296)	(2 026)
Capitaux propres au 31/12/2011 retraités	924	(26)	1 147	(1 073)	27 511	28 483	4 189	32 672
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
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	446	(36)	(979)	(569)	375	(194)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 125)	(2 125)	(231)	(2 356)
Achats/ventes d'actions propres	-	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	76	76	521	597
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2012	924	(33)	1 593	(1 109)	24 483	25 858	4 854	30 712

(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

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	15	Note 13	Pertes de valeurs/reprises	43
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	15	13.1	Pertes de valeur par catégories d'immobilisations	43
1.2	Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2012	15	13.2	Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur	43
1.3	Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	16	Note 14	Autres produits et charges d'exploitation	45
Note 2	Comparabilité des exercices	28	Note 15	Résultat financier	45
2.1	Changement de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi	28	15.1	Coût de l'endettement financier brut	45
2.2	Impact sur le compte de résultat 2011	28	15.2	Effet de l'actualisation	46
2.3	Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres 2011	29	15.3	Autres produits et charges financiers	46
2.4	Impact sur le bilan au 31 décembre 2011	30	Note 16	Impôts sur les résultats	47
2.5	Impact sur le bilan au 31 décembre 2010	31	16.1	Ventilation de la charge d'impôt	47
2.6	Impact sur le tableau de flux de trésorerie 2011	32	16.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	47
Note 3	Opérations et événements majeurs	33	16.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	48
3.1	Edison – prise de contrôle par le groupe EDF	33	16.4	Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	48
3.2	Edison – renégociations des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz	36	Note 17	Résultat net et résultat net dilué par action	49
3.3	Évolutions relatives au projet EPR Flamanville 3	36			
3.4	Opérations et événements majeurs de l'exercice 2011	36	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES	50	
Note 4	Évolutions réglementaires en France	37	Note 18	Goodwill	50
4.1	Accord sur le recouvrement des déficits liés à la CSPE	37	18.1	Variation des goodwill	50
4.2	Loi NOME - décision de la Commission européenne	37	18.2	Répartition des goodwill par secteur opérationnel	50
Note 5	Évolutions du périmètre de consolidation	37	Note 19	Autres actifs incorporels	51
5.1	Pologne	37	Note 20	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	51
5.2	Photowatt/PV Alliance	38	20.1	Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	51
5.3	Enerest	38	20.2	Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	52
Note 6	Informations sectorielles	38	Note 21	Immobilisations en concessions des autres activités	52
6.1	Informations par secteurs opérationnels	38	21.1	Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	52
6.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	39	21.2	Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)	53
COMPTE DE RÉSULTAT	40		Note 22	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	53
Note 7	Chiffre d'affaires	40	22.1	Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	53
Note 8	Achats de combustible et d'énergie	40	22.2	Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	54
Note 9	Autres consommations externes	40	22.3	Contrats de location-financement	54
Note 10	Charges de personnel	41	Note 23	Participations dans les entreprises associées	55
10.1	Charges de personnel	41	23.1	RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	55
10.2	Effectifs moyens	41	23.2	Alpiq	55
Note 11	Impôts et taxes	41	Note 24	Stocks	56
Note 12	Autres produits et charges opérationnels	42			
12.1	Subventions d'exploitation	42			
12.2	Produit/charge net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM	42			
12.3	Résultat de cession d'immobilisations	42			
12.4	Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	42			
12.5	Autres produits et charges	42			

Note 25	Clients et comptes rattachés	56	Note 42	Instruments dérivés non qualifiés de couverture	86
Note 26	Autres débiteurs	57	42.1	Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	86
Note 27	Capitaux propres	57	42.2	Dérivés de change détenus à des fins de transaction	86
27.1	Capital social	57	42.3	Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	87
27.2	Actions propres	57			
27.3	Distributions de dividendes	57			
Note 28	Provisions	58			
Note 29	Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	58	FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS	88	
29.1	Provisions nucléaires en France	59	Note 43	Flux de trésorerie	88
29.2	Provisions nucléaires d'EDF Energy	62	43.1	Variation du besoin en fonds de roulement	88
29.3	Provisions nucléaires de CENG	63	43.2	Investissements incorporels et corporels	88
29.4	Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales	63	Note 44	Engagements hors bilan	88
Note 30	Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	64	44.1	Engagements donnés	88
Note 31	Provisions pour avantages du personnel	64	44.2	Engagements reçus	92
31.1	Groupe EDF	64	Note 45	Passifs éventuels	94
31.2	France	66	45.1	Assignment du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW	94
31.3	Royaume-Uni	68	45.2	Réseau d'alimentation général – rejet du pourvoi de la Commission européenne	94
Note 32	Autres provisions	70	45.3	Contrôles fiscaux	94
Note 33	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	71	45.4	Litiges en matière sociale	94
Note 34	Fournisseurs et comptes rattachés	71	45.5	ERDF – recours contre les décisions tarifaires TURPE 3	94
Note 35	Autres créditeurs	71	45.6	ERDF - contentieux avec des producteurs photovoltaïques	95
35.1	Avances et acomptes reçus	72	45.7	EDF Énergies Nouvelles – Silpro	95
35.2	Dettes fiscales	72	45.8	Edison – recours de la société Carlo Tassara	95
35.3	Produits constatés d'avance sur contrats long terme	72	Note 46	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	96
ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	73		Note 47	Contribution des co-entreprises	96
Note 36	Actifs financiers courants et non courants	73	Note 48	Actifs dédiés d'EDF	97
36.1	Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	73	48.1	Réglementation	97
36.2	Détail des actifs financiers	73	48.2	Composition et évaluation des actifs dédiés	97
36.3	Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti	74	48.3	Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF et coût actualisé des obligations nucléaires de long terme associées	98
36.4	Variation des actifs financiers hors dérivés	75	48.4	Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2012	98
Note 37	Trésorerie et équivalents de trésorerie	75	48.5	Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	98
Note 38	Passifs financiers courants et non courants	76	Note 49	Parties liées	99
38.1	Répartition courant/non courant des passifs financiers	76	49.1	Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	99
38.2	Emprunts et dettes financières	76	49.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	99
38.3	Endettement financier net	79	49.3	Rémunération des organes d'administration et de Direction	100
Note 39	Juste valeur des instruments financiers	80	Note 50	Environnement	100
39.1	Au 31 décembre 2012	80	50.1	Droits d'émission de gaz à effet de serre	100
39.2	Au 31 décembre 2011	80	50.2	Certificats d'économie d'énergie	100
Note 40	Gestion des risques marchés et de contrepartie	81	50.3	Certificats d'énergie renouvelable	100
Note 41	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	82	Note 51	Événements postérieurs à la clôture	101
41.1	Couverture de juste valeur	82	51.1	Émission de dette à durée indéterminée	101
41.2	Couverture de flux de trésorerie	82	51.2	Décision de Centrica de sortir du projet de construction d'EPR au Royaume-Uni	101
41.3	Couverture d'investissements nets à l'étranger	82	51.3	Affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme	101
41.4	Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	83	Note 52	Périmètre de consolidation	102
41.5	Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	85	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012	104	

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^{er} 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^{er} 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 de l'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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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 financeront 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^{er} 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 (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG 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^{er} 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 CNIIEG 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^{er} 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^{er} janvier 2011 et à (2 087) millions d'euros au 31 décembre 2011.

L'impact au 1^{er} 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
Excédent brut d'exploitation	14 824	115	14 939
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
Résultat d'exploitation	8 286	166	8 452
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
Résultat financier	(3 780)	-	(3 780)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 506	166	4 672
Impôts sur les résultats	(1 305)	(31)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	45	6	51
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 246	141	3 387
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
Résultat net consolidé	3 246	141	3 387
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
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	(484)	-	(484)
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute	(1 260)	-	(1 260)
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	261	-	261
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(999)	-	(999)
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
Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi ⁽¹⁾	-	(521)	(521)
Écarts de conversion	676	(63)	613
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(807)	(584)	(1 391)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	2 439	(443)	1 996

(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
Actif non courant	163 026	255	163 281
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
Actif courant	67 980	-	67 980
Actifs détenus en vue de leur vente	701	-	701
TOTAL DE L'ACTIF	231 707	255	231 962

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
Capitaux propres - part du Groupe	30 570	(2 087)	28 483
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 337	(148)	4 189
Total des capitaux propres	34 907	(2 235)	32 672
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
Provisions non courantes	51 560	2 396	53 956
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
Passif non courant	145 485	2 396	147 881
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
Passif courant	50 909	94	51 003
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	406	-	406
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	231 707	255	231 962

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
Actif non courant	158 744	172	158 916
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
Actif courant	63 670	-	63 670
Actifs détenus en vue de leur vente	18 145	20	18 165
TOTAL DE L'ACTIF	240 559	192	240 751

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
Capitaux propres - part du Groupe	31 317	(1 671)	29 646
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 586	(121)	5 465
Total des capitaux propres	36 903	(1 792)	35 111
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
Provisions non courantes	49 465	1 845	51 310
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
Passif non courant	141 131	1 845	142 976
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
Passif courant	49 651	68	49 719
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	12 874	71	12 945
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	240 559	192	240 751

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
Opérations d'exploitation :			
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)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	11 451	-	11 451
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	-	(1 623)
Impôts sur le résultat payés	(1 331)	-	(1 331)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	8 497	-	8 497
Opérations d'investissement :			
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
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(6 791)	-	(6 791)
Opérations de financement :			
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)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(3 721)	-	(3 721)
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
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	2 130	-	2 130
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 591)	-	(1 591)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	115	-	115
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
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)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 743	-	5 743

➤ 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 »¹ 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.

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 » ⁽¹⁾	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
(A-B+C) RÉSULTAT DE CESSIION	(1 090)

(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 ⁽²⁾
Immobilisations corporelles	5 222	1 306	6 528 ⁽³⁾
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
TOTAL DE L'ACTIF	14 908	168	15 076

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
Capitaux propres - part du Groupe	6 952	(1 280)	5 672
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	150	204	354 ⁽²⁾
Total des capitaux propres	7 102	(1 076)	6 026
Provisions	922	126	1 048 ⁽⁵⁾
Passifs financiers	3 982	(39)	3 943 ⁽⁵⁾
Impôts différés passifs	371	1 157	1 528 ⁽⁴⁾
Fournisseurs et comptes rattachés	1 928	-	1 928
Dettes d'impôts courants	39	-	39
Autres créditeurs	564	-	564
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	14 908	168	15 076

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 ⁽¹⁾	991
Clause d'ajustement de prix/coûts supportés par Delmi	(24)
Contrepartie transférée au 24 mai 2012	3 460
Juste valeur de l'actif net Edison acquis	5 672
Juste valeur de l'actif net TdE acquis (hors titres Edison) ⁽²⁾	(1 189)
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris	4 483
GOODWILL NÉGATIF PROVISOIRE	(1 023)

(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
Décaissements nets	969
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)
Effets des variations de périmètre et mise à la juste valeur	2 290
AUGMENTATION/(DIMINUTION) DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	3 259

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^{er} janvier 2012, les impacts sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe auraient été les suivants.

(en millions d'euros)	2012 publié	2012 proforma ⁽¹⁾	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^{er} janvier 2012 (à compter du 24 mai 2012 pour les données publiées).

3.2 Edison – rénegociations 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'euros₂₀₀₈) 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 referendum 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^{er} 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^{er} 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)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	39 705	9 739	10 098	8 188	6 428	(1 429)	72 729
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 930	2 054	1 019	1 067	2 014	-	16 084
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 566	972	265	86	1 356	-	8 245
Bilan :							
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 ⁽¹⁾	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
TOTAL ACTIF	118 490	26 142	14 171	13 325	21 143	-	250 118
Autres informations :							
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)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	37 749	8 576	6 552	7 686	6 135	(1 391)	65 307
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 196	1 942	592	1 280	1 929	-	14 939
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 461	1 026	(155)	997	1 123	-	8 452
Bilan :							
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 ⁽¹⁾	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
TOTAL ACTIF	112 761	25 614	7 926	13 660	21 400	-	231 962
Autres informations :							
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 ⁽¹⁾	Total
Au 31 décembre 2012 :					
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
CHIFFRE D'AFFAIRES	54 594	14 625	4 073	(563)	72 729
Au 31 décembre 2011 :					
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
CHIFFRE D'AFFAIRES	48 627	13 531	3 735	(586)	65 307

(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
CHIFFRE D'AFFAIRES	72 729	65 307

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
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(37 098)	(30 195)

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 CO₂ 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
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(10 087)	(9 931)

➤ 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)
Avantages à court terme	(9 853)	(9 257)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(795)	(730)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(692)	(697)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 487)	(1 427)
Autres avantages à long terme	(282)	(116)
Indemnités de fin de contrat	(2)	(2)
Autres charges de personnel	(284)	(118)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 624)	(10 802)

10.2 Effectifs moyens

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

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)
IMPÔTS ET TAXES	(3 287)	(3 101)

➤ Note 12 Autres produits et charges opérationnels

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

(en millions d'euros)	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)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 451	3 661

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 ⁽¹⁾	21-22-46	(727)	(620)
Reprise de provision pour risque Italie		54	723
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(752)	(640)

(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)
TOTAL				(52)

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)
TOTAL					(700)

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^{er} 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^{er} 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
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 443)	(2 271)

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)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 285)	(3 064)

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
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 366	1 555

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
TOTAL	(1 586)	(1 336)

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
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	4 883	4 672
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	36,10 %	36,10 %
Charge théorique d'impôt	(1 763)	(1 687)
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)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 586)	(1 336)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	32,48 %	28,60 %

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 retraits 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)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{ER} JANVIER	(1 320)	(2 317)
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
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(2 114)	(1 320)
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
Impôts différés actifs:		
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)
Sous-total impôts différés actifs	6 226	4 651
Impôts différés actifs non constatés	(2 739)	(1 492)
Total des impôts différés actifs au bilan	3 487	3 159
Impôts différés passifs:		
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
Total des impôts différés passifs au bilan	(5 601)	(4 479)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(2 114)	(1 320)

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>	2012	2011
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 316	3 148
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué	3 316	3 148
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) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,80	1,70
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,80	1,70

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
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	10 412	11 648
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
Total Royaume-Uni	8 339	8 260
Edison	-	1 400
Total Italie	-	1 400
EDF Luminus (Belgique)	383	378
ESTAG (Autriche)	112	112
Autres	110	109
Total Autre international	605	599
Dalkia International	800	799
EDF Énergies Nouvelles	195	209
Autres	473	381
Total Autres activités	1 468	1 389
TOTAL GROUPE	10 412	11 648

➤ 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
Valeurs brutes	6 964	1 509	(784)	32	1 947	296	9 964
Amortissements et dépréciations	(2 262)	(659)	160	(6)	626	(198)	(2 339)
VALEURS NETTES	4 702	850	(624)	26	2 573	98	7 625

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
Valeurs brutes	6 509	1 216	(777)	25	(8)	(1)	6 964
Amortissements et dépréciations	(1 893)	(493)	183	(6)	13	(66)	(2 262)
VALEURS NETTES	4 616	723	(594)	19	5	(67)	4 702

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
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	47 222	45 501

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 ⁽¹⁾	99	3 452	303	3 854
Diminutions	(18)	(431)	(129)	(578)
Autres mouvements	(5)	1	(1)	(5)
Valeurs brutes au 31/12/2012	2 214	75 367	3 331	80 912
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 ⁽²⁾	(6)	(1 736)	(89)	(1 831)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(1 191)	(31 642)	(2 160)	(34 993)
Valeurs nettes au 31/12/2011	974	42 279	1 089	44 342
VALEURS NETTES AU 31/12/2012	1 023	43 725	1 171	45 919

(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
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 182	6 022

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
Valeurs brutes au 31/12/2011	1 240	9 234	524	1 187	12 185
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)
Valeurs brutes au 31/12/2012	1 322	9 666	594	1 223	12 805
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	(787)	(5 091)	(261)	(720)	(6 859)
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
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(794)	(4 709)	(294)	(752)	(6 549)
Valeurs nettes au 31/12/2011	453	4 143	263	467	5 326
VALEURS NETTES AU 31/12/2012	528	4 957	300	471	6 256

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
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	67 838	60 445

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>						
Valeurs brutes au 31/12/2011	11 581	63 043	14 904	821	13 173	103 522
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)
Valeurs brutes au 31/12/2012	11 928	64 204	17 869	867	14 907	109 775
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	(6 275)	(35 785)	(8 734)	(430)	(5 114)	(56 338)
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
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(6 500)	(37 038)	(8 647)	(449)	(5 749)	(58 383)
Valeurs nettes au 31/12/2011	5 306	27 258	6 170	391	8 059	47 184
VALEURS NETTES AU 31/12/2012	5 428	27 166	9 222	418	9 158	51 392

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 ⁽¹⁾	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
TOTAL			7 555	260	7 544	51

(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
TOTAL STOCKS	14 540	(327)	14 213	13 837	(256)	13 581

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)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE	22 497	20 908

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
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	23 445	(948)	22 497	21 575	(667)	20 908
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
dont total des créances échues	3 878	(870)	3 008	3 195	(596)	2 599
dont total des créances non échues	19 567	(78)	19 489	18 380	(71)	18 309

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
AUTRES DÉBITEURS	8 486	10 309
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
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 319	39 185	40 504	1 475	37 198	38 673
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
TOTAL PROVISIONS		3 894	61 688	65 582	4 062	53 956	58 018

➤ 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
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18 830	848	(797)	(21)	-	665	19 525
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 430	1 262	(234)	-	-	(30)	17 428
Provisions pour derniers cœurs	3 413	167	-	-	-	(29)	3 551
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	19 843	1 429	(234)	-	-	(59)	20 979
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	38 673	2 277	(1 031)	(21)	-	606	40 504

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
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2012	16 611	2 913	-	1	19 525
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
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2012	14 771	5 489	547	172	20 979
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 usé	15 250	9 498	14 844	9 143
Gestion à long terme des déchets radioactifs	24 562	7 113	23 801	6 722
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	39 812	16 611	38 645	15 865
Déconstruction des centrales nucléaires	22 174	12 578	21 108	11 366
Derniers cœurs	3 887	2 193	3 888	2 012
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 061	14 771	24 996	13 378

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>						
Aval du cycle nucléaire :						
- gestion du combustible usé	9 498	9 143	(165)	174	(200)	213
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	6 722	(361)	403	(412)	471
Déconstruction et derniers cœurs :						
- déconstruction des centrales nucléaires	12 578	11 366	(458)	479	(544)	576
- derniers cœurs	2 193	2 012	(66)	70	(81)	87
TOTAL	31 382	29 243	(1 050)	1 126	(1 237)	1 347

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^{er} 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
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	8 008	2 913	7 829	2 962

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)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	12 887	3 994	12 213	4 239

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
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2012	522	71	416	126	1 135
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
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	20 452	15 551

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
Soldes au 31/12/2011	28 267	(12 594)	15 673	(122)	15 551
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)
SOLDES AU 31/12/2012	35 042	(14 408)	20 634	(182)	20 452

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)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	(1 731)	(1 553)
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
Engagements au 31/12/2011	21 454	6 027	37	462	287	28 267
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
ENGAGEMENTS AU 31/12/2012	27 879	6 166	50	529	418	35 042
Juste valeur des actifs de couverture	(8 280)	(5 755)	-	(207)	(166)	(14 408)
Coûts des services passés non comptabilisés	(178)	-	-	(3)	(1)	(182)
PROVISION AU 31/12/2012 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	19 421	411	50	319	251	20 452

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2011	21 454	6 027	37	462	287	28 267
Juste valeur des actifs de couverture	(7 306)	(4 978)	-	(181)	(129)	(12 594)
Coûts des services passés non comptabilisés	(117)	-	-	(3)	(2)	(122)
PROVISION AU 31/12/2011 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	14 031	1 049	37	278	156	15 551

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>					
Soldes au 31/12/2011	21 454	(7 306)	14 148	(117)	14 031
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	-	-	-	-	-
SOLDES AU 31/12/2012	27 879	(8 280)	19 599	(178)	19 421

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	-
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	(1 449)	(1 312)
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
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2012	27 879	(8 280)	(178)	19 421

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
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2011	21 454	(7 306)	(117)	14 031

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
ACTIFS DE COUVERTURE	8 280	7 306
<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>					
Soldes au 31/12/2011	6 027	(4 978)	1 049	-	1 049
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
SOLDES AU 31/12/2012	6 166	(5 755)	411	-	411

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)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	(239)	(189)
dont:		
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
ACTIFS DE COUVERTURE	5 755	4 978
Dont:		
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 ⁽¹⁾	563	98	(42)	(75)	71	(11)	604
Provisions pour contrats onéreux	808	104	(204)	-	-	(5)	703
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽²⁾	466	703	(612)	-	16	8	581
Autres provisions	647	545	(288)	(74)	170	(3)	997
TOTAL	2 944	1 558	(1 203)	(205)	405	(8)	3 491

(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)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	21 520	20 924
Amortissement du financement du concédant	10 453	9 923
Provisions pour renouvellement	10 578	10 922
Droits sur biens à renouveler	21 031	20 845
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	42 551	41 769

➤ 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
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	14 643	13 681

➤ 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
AUTRES CRÉDITEURS	25 255	24 889
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
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	16 433	30 471	46 904	16 980	24 260	41 240

(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
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	3 179	4 494

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 ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	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
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	12 719	14 534	27 253	10 501	13 827	24 328

(1) Actions ou OPCVM.

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 ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	1 237	236	(448)	(77)
Actifs liquides	48	28	27	35
Autres actifs	(76)	8	(319)	(38)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	1 209	272	(740)	(80)

(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.

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
ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	14 190	14 051	9 795	9 642

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

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.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	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

<i>(en millions d'euros)</i>	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 :

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

(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	59 932	41 989	8 045	50 034
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	2 290	2 290	-	3 433	3 433
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 089	1 190	2 279	699	1 311	2 010
PASSIFS FINANCIERS	46 980	17 521	64 501	42 688	12 789	55 477

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
Soldes au 31/12/2010	35 499	5 404	5 486	373	1 015	47 777
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
Soldes au 31/12/2011	37 524	5 481	5 567	371	1 091	50 034
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)
SOLDES AU 31/12/2012	43 869	4 908	9 388	427	1 340	59 932

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 ⁽¹⁾	42 384	35 407
EDF Energy ⁽²⁾	6 786	5 965
EDF Énergies Nouvelles	3 700	4 572
Edison ⁽³⁾	3 474	1 861
Autres entités	3 588	2 229
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59 932	50 034

(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 ⁽¹⁾	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	14 041
Entre un et cinq ans	10 590	791	1 627	126	61	13 195
À plus de cinq ans	29 431	2 177	763	264	61	32 696
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2012	43 869	4 908	9 388	427	1 340	59 932

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	8 045
Entre un et cinq ans	12 760	1 964	520	101	-	15 345
À plus de cinq ans	23 974	2 310	127	233	-	26 644
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2011	37 524	5 481	5 567	371	1 091	50 034

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 ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	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
EMPRUNTS	59 932	-	59 932	50 034	-	50 034

(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
TOTAL DES EMPRUNTS	59 932	-	59 932	50 034	-	50 034

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).

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

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

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

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 ⁽¹⁾	36.2	(10 289)	(9 024)
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽²⁾		(1 397)	(1 400)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	252
ENDETTEMENT FINANCIER NET		41 575	33 285

(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 ⁽¹⁾	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	-
Instruments financiers actifs en juste valeur au bilan	35 360	4 379	30 145	836
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
Instruments financiers passifs en juste valeur au bilan	4 569	20	4 362	187

(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 ⁽¹⁾	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	-
Instruments financiers actifs en juste valeur au bilan	34 844	5 235	28 790	819
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
Instruments financiers passifs en juste valeur au bilan	5 443	17	5 186	240

(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)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		142	766
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 ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur 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)	-
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	(1 608)	(826)	7	(1 680)	(377)	(3)

(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
<i>(en millions d'euros)</i>							
Achats de CAP	50	20	-	70	98	-	-
Achats d'options	45	25	-	70	120	(1)	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	95	45	-	140	218	(1)	(1)
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)
Swaps de taux	3 649	6 611	11 364	21 624	21 485	676	338
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	3 744	6 656	11 364	21 764	21 703	675	337

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	18 032	7 216	4 690	29 938	18 031	7 050	4 956	30 037	(80)

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
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	12 047	9 616	5 254	26 917	11 981	9 070	5 223	26 274	679

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 ₂	(56)	(170)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(538)	(1 270)

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 ₂	(37)	(11)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(566)	(693)

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)	
Électricité	TWh	3	(3)	-	(5)	15	(193)	
Swaps		(296)	8	-	1	92	(9)	
Forwards/futures		685	1 282	-	(39)	1 487	(72)	
Gaz	Millions de therms	389	1 290	-	(38)	1 579	(81)	
Swaps		21 801	5 907	-	45	7 046	130	
Produits pétroliers	Milliers de barils	21 801	5 907	-	45	7 046	130	
Swaps		10	4	-	(168)	12	39	
Charbon	Millions de tonnes	10	4	-	(168)	12	39	
Forwards/futures		29 356	7 365	-	(265)	16 391	(127)	
CO₂	Milliers de tonnes	29 356	7 365	-	(265)	16 391	(127)	
Autres matières premières					-		1	
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(431)	(231)	

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)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE			(22)		(19)

➤ 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)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		872	1 045
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				Notionnel au 31/12/2011		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	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)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	5 307	2 452	924	8 683	8 874	(92)	(42)	

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				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	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 506	556	49	11 111	10 520	566	52	11 138	(21)

■ 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	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	5 381	605	37	6 023	5 377	619	44	6 040	(35)

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
Électricité	TWh	37	1 018	17	1 179
Swaps		4 023	(10)	6	12
Options		25 118	-	16 022	81
Forwards/futures		(2 002)	(363)	591	(263)
Gaz	Millions de therms	27 139	(373)	16 619	(170)
Swaps		64	10	133	17
Options		(187)	(1)	1	-
Forwards/futures		(218)	(1)	(81)	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	(341)	8	53	17
Swaps		(45)	(170)	(48)	(632)
Forwards/futures		123	110	87	607
Frêt		31	157	15	46
Charbon et frêt	Millions de tonnes	109	97	54	21
Swaps		(386)	27	(561)	-
Options		(546)	(2)	3 370	(2)
Forwards/futures		49 117	212	9 007	115
CO₂	Milliers de tonnes	48 185	237	11 816	113
Swaps			(6)		(40)
Autres matières premières			(6)		(40)
Dérivés incorporés de matières			4		2
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE			985		1 122

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
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(2 390)	(1 785)

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
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(13 386)	(11 134)

➤ 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
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		61 441	56 569

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 ⁽¹⁾	1 458	683	761	14	-	1 553
Achats de combustible nucléaire	21 797	2 675	6 991	6 760	5 371	18 698
ENGAGEMENTS D'ACHAT D'ÉNERGIES ET DE COMBUSTIBLES	30 931	5 418	10 234	7 893	7 386	29 718

(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 ⁽¹⁾	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
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	20 529	10 877	7 650	2 002	19 791

(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 ⁽¹⁾	-	414	414	-	844	844
Dunkerque LNG ⁽²⁾	-	656	656	-	783	783
Autres	300	546	846	338	478	816
ENGAGEMENTS SUR COMMANDES	4 379	11 657	16 036	4 354	12 083	16 437

(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	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	4 165	514	1 784	1 867	2 525

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
TOTAL DES ENGAGEMENTS LIÉS AUX ACQUISITIONS DE TITRES DE PARTICIPATIONS ET D'ACTIFS	367	309	17	41	629

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 :

	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
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
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT	5 449	374	1 512	3 563	3 906

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.

	Notes	Total	31/12/2012			31/12/2011
			Échéances			Total
			< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>						
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
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽¹⁾		3 082	1 410	1 132	540	3 396

(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^{er} 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

<i>(en millions d'euros)</i>	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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	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
TOTAL		3 004	8 499	2 063	3 002	4 041	662

Au 31 décembre 2011 :

<i>(en millions d'euros)</i>	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
TOTAL		5 761	16 522	4 878	4 738	9 805	1 130

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
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	15 218	13 311
Dérivés de couverture de change/actions	Juste valeur des dérivés de couverture	13	(22)
Autres éléments		2	2
Placements diversifiés obligataires et actions		15 233	13 291
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées	2 393	2 310
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		17 626	15 601

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
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	20 125	18 477

➤ 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^{er} janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF SUEZ, au 1^{er} 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. À 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^{er} 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 a 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
FRANCE					
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
ROYAUME-UNI					
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
ITALIE					
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
AUTRE INTERNATIONAL					
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
AUTRES ACTIVITÉS					
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
Elektrociepłownia 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

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^{er} 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

Comptes sociaux d'EDF SA résumés au 31 décembre 2012

États financiers résumés au 31 décembre 2012

Comptes de résultat	109
Bilans	110
Tableaux de flux de trésorerie	112
Annexe aux comptes annuels	113



Comptes de résultat

(en millions d'euros)

Notes	2012	2011
CHIFFRE D'AFFAIRES⁽¹⁾	44 106	41 950
Production stockée	5	18
Production immobilisée	651	462
Subventions d'exploitation	4 698	3 565
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	2 941	2 437
Transferts de charges	83	78
Autres produits d'exploitation	560	647
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION	53 044	49 157
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	34 805	32 208
Achats consommés de combustibles	4 265	3 116
Achats d'énergie	12 013	10 696
Achats de services et autres achats consommés de biens	18 527	18 396
Impôts, taxes et versements assimilés	2 233	2 609
Sur rémunérations	145	142
Liés à l'énergie	1 006	1 398
Autres	1 082	1 069
Charges de personnel	6 238	5 761
Salaires et traitements	3 687	3 600
Charges sociales	2 551	2 161
Dotations d'exploitation	4 936	3 558
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	2 354	2 100
Sur immobilisations : dotations pour dépréciations	9	14
Sur actif circulant : dotations pour dépréciations	204	162
Pour risques et charges : dotations aux provisions	2 369	1 282
Autres charges d'exploitation	989	1 064
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	49 201	45 200
Résultat d'exploitation (I - II)	3 843	3 957
Opérations en commun		
III BÉNÉFICE ATTRIBUÉ OU PERTE TRANSFÉRÉE	5	8
IV PERTE SUPPORTÉE OU BÉNÉFICE TRANSFÉRÉ	-	1
Produits financiers de participations	2 478	1 047
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé	1 039	344
Autres intérêts et produits assimilés	408	827
Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges	975	424
Gains de change réalisés	1 953	2 291
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement	28	79
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS	6 881	5 012
Dotations financières aux amortissements aux dépréciations et aux provisions	3 015	3 344
Intérêts et charges assimilées	2 023	2 158
Pertes de change réalisées	1 860	2 179
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement	1	18
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES	6 899	7 699
Résultat financier (V - VI)	(18)	(2 687)
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV + V - VI)	3 830	1 277
VII RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	196	197
VIII IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	460	356
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III - IV + V - VI + VII - VIII)	3 566	1 118

(1) Dont production en 2012 de biens à l'exportation pour 5 648 millions d'euros et de services à l'exportation pour 634 millions d'euros.

Bilans

	Notes	31/12/2012			31/12/2011
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
<i>(en millions d'euros)</i>					
ACTIF					
Immobilisations incorporelles		1 119	382	737	693
Terrains		117	6	111	110
Constructions		9 228	6 057	3 171	3 227
Installations techniques, matériels et outillages industriels		59 902	40 063	19 839	18 411
Autres immobilisations corporelles		1 202	741	461	394
Immobilisations corporelles du domaine propre		70 449	46 867	23 582	22 142
Terrains		39	-	39	38
Constructions		9 026	5 737	3 289	3 275
Installations techniques, matériels et outillages industriels		3 497	1 823	1 674	1 651
Autres immobilisations corporelles		11	11	-	-
Immobilisations corporelles du domaine concédé		12 573	7 571	5 002	4 964
Travaux en cours		7 697	-	7 697	6 769
Avances et acomptes versés		1 862	-	1 862	1 368
Immobilisations corporelles en cours		9 559	-	9 559	8 137
Immobilisations incorporelles en cours		1 165	-	1 165	1 014
Participations et créances rattachées		58 160	795	57 365	52 552
Titres immobilisés		14 750	540	14 210	12 383
Prêts et autres immobilisations financières		8 568	-	8 568	4 830
Immobilisations financières		81 478	1 335	80 143	69 765
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		176 343	56 155	120 188	106 715
Matières premières		8 299	14	8 285	7 958
Autres approvisionnements		996	162	834	693
En cours de production et autres stocks		21	-	21	18
Stocks et en cours		9 316	176	9 140	8 669
Avances et acomptes versés sur commande		906	-	906	796
Créances clients et comptes rattachés		13 185	315	12 870	11 653
Autres créances d'exploitation		3 706	2	3 704	6 692
Créances d'exploitation		16 891	317	16 574	18 345
Valeurs mobilières de placement	4	8 954	7	8 947	9 049
Instruments de trésorerie		2 801	-	2 801	2 807
Disponibilités	4	3 685	-	3 685	3 194
Charges constatés d'avance		1 335	-	1 335	603
Autres actifs courants		16 775	7	16 768	15 653
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		43 888	500	43 388	43 463
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		242	-	242	257
Primes de remboursement des emprunts (IV)		549	82	467	324
Écarts de conversion - Actif (V)		340	-	340	295
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		221 362	56 737	164 625	151 054

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011
PASSIF			
Capital		924	924
Primes liées au capital social			
Primes d'émission		7 015	7 015
Primes de fusion		25	25
Écarts de réévaluation			
Réserve spéciale – loi du 28.12.59		655	668
Réserve réglementée – loi du 29.12.76		15	15
Réserves diverses		3 000	3 000
Réserves réglementées			
Réserve légale		92	92
Report à nouveau		3 713	4 286
Résultat de l'exercice		3 566	1 118
Acomptes sur dividendes		(1 053)	(1 053)
Subventions d'investissement reçues		190	171
Provisions réglementées			
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30.12.77)		11	14
Amortissements dérogatoires		6 312	6 535
Capitaux propres	5	24 465	22 810
Passifs spécifiques des concessions		1 999	1 968
TOTAL I FONDS PROPRES		26 464	24 778
Provisions pour risques		681	553
Provisions pour charges			
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé		248	238
Aval du cycle nucléaire		16 611	15 865
Déconstruction et derniers cœurs		15 293	13 854
Avantages du personnel		10 751	10 594
Autres charges		490	637
TOTAL II PROVISIONS		44 074	41 741
Emprunts obligataires et autres emprunts		48 203	40 093
Avances sur consommation reçues		65	90
Autres dettes		1 214	1 178
Dettes financières		49 482	41 361
Avances et acomptes reçus		5 833	5 444
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		7 894	7 793
Dettes fiscales et sociales		6 626	5 575
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		1 538	1 381
Autres dettes		15 947	15 757
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers		32 005	30 506
Instruments de trésorerie		2 370	1 889
Produits constatés d'avance		4 232	5 185
TOTAL III DETTES		93 922	84 385
Écarts de conversion - Passif (IV)		165	150
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		164 625	151 054

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)

	2012	2011
Opérations d'exploitation		
Résultat avant impôts sur les bénéfices	4 026	1 474
Amortissements et provisions	3 746	3 913
Plus ou moins values de cessions	(6)	(100)
Produits et charges financiers	(1 995)	(171)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 270)	(797)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	3 501	4 319
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus	1 243	(325)
Impôts sur le résultat payés	(1 173)	(849)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation (A)	3 571	3 145
Opérations d'investissement		
Investissements corporels et incorporels	(4 713)	(4 146)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	37	33
Variations d'actifs financiers	(4 860)	(1 639)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement (B)	(9 536)	(5 752)
Opérations de financement		
Émissions d'emprunts et conventions de placements	9 618	6 168
Remboursements d'emprunts et conventions de placements	(2 244)	(2 108)
Dividendes versés	(2 125)	(2 122)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	14	13
Subventions d'investissement reçues	11	51
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement (C)	5 274	2 002
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (A)+(B)+(C)	(691)	(605)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *	(3 100)	(2 521)
Incidence des variations de change	24	(68)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie	68	94
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *	(3 699)	(3 100)

* Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée en note 4.

Sommaire

Annexe aux comptes annuels

Note 1	Référentiel comptable	114	Note 4	Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	116
Note 2	Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice	114	Note 5	Variations des capitaux propres	117
2.1	Émissions obligataires	114	5.1	Capital social	117
2.2	Prise de contrôle d'Edison	114	5.2	Distributions de dividendes	117
2.3	Flamanville 3	114	5.3	Variations des capitaux propres	117
2.4	Fin de la coopération globale entre EDF et ENEL dans le nucléaire	114			
Note 3	Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes	115			
3.1	Accord sur le recouvrement des déficits liés à la CSPE	115			
3.2	Loi NOME – Décision de la Commission européenne	115			

Annexe aux comptes annuels

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI : Corse et départements d'outre-mer).

➤ Note 1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes annuels selon les principes et méthodes comptables définis par le plan comptable général tel que présenté par le règlement n°99-03 du Comité de la Réglementation Comptable du 29 avril 1999 et complétés des règlements subséquents.

➤ Note 2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2012 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

2.1 Émissions obligataires

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.

2.2 Prise de contrôle d'Edison

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

Pour cela, EDF a souscrit en juin 2012 à une première augmentation du capital de Wagram 4 de 845 millions d'euros lui permettant de prendre ainsi le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TdE (50 %).

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. À ce titre, EDF a souscrit à une augmentation complémentaire du capital de Wagram 4 de 381 millions d'euros.

Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

2.3 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'euros₂₀₀₈) 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.

2.4 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.

➤ Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

3.1 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 CSPE collectée ne suffisait pas à compenser l'augmentation de ces charges et le déficit créé venait peser sur l'endettement d'EDF.

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 EDF, 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 sociaux d'EDF.

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

3.2 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 tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)). La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a entre-temps modifié le contexte législatif et réglementaire français en supprimant le TaRTAM, en fixant la fin des tarifs Jaune et Vert d'ici fin 2015 et en mettant en place l'Accès Régulé à l'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 4 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011	Variation
Valeurs Mobilières de Placement	8 954	9 050	(96)
Disponibilités	3 685	3 194	491
Sous-total à l'actif du bilan	12 639	12 244	395
OPCVM en euros	(3 282)	(2 190)	(1 092)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 315)	(2 722)	1 407
Obligations	(3 515)	(2 908)	(607)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(53)	(56)	3
TCN en euros moyen et long terme	(394)	(394)	-
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(8 562)	(8 273)	(289)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de <i>cash pooling</i>) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	2	4	(2)
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de <i>cash pooling</i>) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(7 778)	(7 075)	(703)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE	(3 699)	(3 100)	(599)
Élimination de l'incidence des variations de change			(24)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(68)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE			(691)

➤ Note 5 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31/12/2010	924	10 879	3 863	1 492	127	6 734	24 019
Affectation du résultat 2010	-	-	420	(420)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	3	(1 072)	-	-	(1 069)
Résultat 2011	-	-	-	1 118	-	-	1 118
Augmentation de capital au 24/06/2011	6	300	-	-	-	-	306
Réduction de capital au 28/09/2011	(6)	(318)	-	-	-	-	(324)
Acompte sur dividendes	-	-	(1 053)	-	-	-	(1 053)
Autres variations	-	(46)	-	-	44	(185)	(187)
Situation au 31/12/2011	924	10 815	3 233	1 118	171	6 549	22 810
Affectation du résultat 2011	-	-	46	(46)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 072)	-	-	(1 072)
Résultat 2012	-	-	-	3 566	-	-	3 566
Acompte sur dividendes	-	-	(1 053)	-	-	-	(1 053)
Autres variations	-	(13)	434	-	19	(226)	214
SITUATION AU 31/12/2012	924	10 802	2 660	3 566	190	6 323	24 465

5.1 Capital social

Au 31 décembre 2012, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, composé de 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, 13,6 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % 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.

5.2 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.

5.3 Variations des capitaux propres

Au 31 décembre 2012, l'augmentation des capitaux propres de 1 655 millions d'euros se décompose de la façon suivante :

- 3 566 millions d'euros de résultat ;
- (1 072) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2011, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2012, correspondant à 0,58 euro par action, mis en paiement le 6 juin 2012 ;
- (1 053) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2012, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2012 ;
- 214 millions d'euros d'autres variations dont (226) millions d'euros de provisions réglementées et 431 millions d'euros d'impact en report à nouveau suite à la modification du mode de comptabilisation des inspections majeures des centrales au 1^{er} janvier 2012.

Au 31 décembre 2011, la diminution des capitaux propres de 1 209 millions d'euros se décompose de la façon suivante :

- 1 118 millions d'euros de résultat 2011 ;
- (1 069) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2010, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, correspondant à 0,58 euro par action, mis en paiement le 6 juin 2011 ;
- (1 053) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2011, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 16 décembre 2011 ;
- (18) millions d'euros de variations sur le compte prime d'émission résultant des opérations liées à l'offre publique d'achat et d'échange sur EDF Énergies Nouvelles et à l'annulation des titres auto-détenus ;
- (187) millions d'euros d'autres variations correspondant principalement aux reprises nettes de provisions réglementées pour (185) millions d'euros.

Rapport de gestion 2012

Sommaire

1.	Informations financières et juridiques	120	1.13	Gouvernance d'entreprise	161
1.1	Chiffres clés	120	1.13.1	Conseil d'administration	161
1.2	Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2012	121	1.13.2	Rémunérations des mandataires sociaux	163
1.2.1	Éléments de conjoncture	121	1.13.3	Organes de Direction	165
1.2.2	Événements marquants	126	1.13.4	Rapport du président du Conseil d'administration en application de l'article L.225-37 du Code de commerce	165
1.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2011	131	1.14	Autres informations	166
1.3.1	Chiffre d'affaires	131	1.14.1	Comptes sociaux résumés d'EDF SA au 31 décembre 2012	166
1.3.2	Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	134	1.14.2	Bénéfice net	166
1.3.3	Résultat d'exploitation	136	1.14.3	Affectation des résultats	166
1.3.4	Résultat financier	137	1.14.4	Tableau des résultats des cinq derniers exercices	167
1.3.5	Impôts sur les résultats	138	1.14.5	Règlements fournisseurs	167
1.3.6	Quote-part de résultat des entreprises associées	138	2.	Responsabilité d'entreprise	168
1.3.7	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	138	2.1	Démarche de développement durable	168
1.3.8	Résultat net part du Groupe	138	2.1.1	Pilotage du développement durable	168
1.3.9	Résultat net courant	138	2.1.2	Formation des managers et des salariés au développement durable	168
1.4	Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements	139	2.2	Informations environnementales	169
1.4.1	Cash flow opérationnel	140	2.2.1	Politique environnementale	169
1.4.2	Variation du besoin en fonds de roulement	140	2.2.2	Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers	171
1.4.3	Investissements opérationnels bruts	140	2.2.3	Politique et gestion des déchets	172
1.4.4	Free cash flow	141	2.2.4	Gestion durable des ressources	174
1.4.5	Dotation aux actifs dédiés	141	2.2.5	Changement climatique	177
1.4.6	Investissements financiers nets (hors dotation aux actifs dédiés)	141	2.2.6	Protection de la biodiversité	180
1.4.7	Dividendes	141	2.3	Informations sociétales	182
1.4.8	Effets périmètre et change	141	2.3.1	Éthique, transparence vis-à-vis des parties prenantes	182
1.4.9	Endettement financier net	141	2.3.2	Dispositif de dialogue avec les parties prenantes	182
1.4.10	Ratios financiers	141	2.3.3	Le domaine sociétal	185
1.5	Recherche et développement	142	2.3.4	Dispositifs de reporting	188
1.5.1	Recherche et développement, brevets et licences	142	2.4	Informations sociales	188
1.5.2	Priorités de la R&D	142	2.4.1	La politique de responsabilité sociale	188
1.5.3	Un acteur intégré dans la recherche française, européenne et mondiale	143	2.4.2	L'ambition RH : les priorités	189
1.5.4	Politique de propriété intellectuelle	143	2.4.3	Le régime spécial de retraite des industries électriques et gazières en France	195
1.6	Gestion et contrôle des risques marchés	143	2.4.4	La protection sociale complémentaire	195
1.6.1	Gestion et contrôle des risques financiers	143	ANNEXE 1	Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux	196
1.6.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	152	ANNEXE 2	Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012 - consolidation des données	202
1.6.3	Gestion des risques assurables	153			
1.7	Opérations avec les parties liées	154			
1.8	Principaux risques et incertitudes	154			
1.9	Faits marquants relatifs aux litiges en cours	154			
1.9.1	Procédures concernant EDF	154			
1.9.2	Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	156			
1.9.3	Procédures postérieures à la clôture	157			
1.10	Événements postérieurs à la clôture	157			
1.11	Perspectives financières	157			
1.12	Informations relatives au capital et aux statuts de la Société	158			
1.12.1	Informations relatives au capital de la Société	158			
1.12.2	Règles applicables aux modifications statutaires	160			

➤ 1. Informations financières et juridiques

1.1 Chiffres clés

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2012 du groupe EDF 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).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2012 du groupe EDF.

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

L'exercice 2012 est marqué notamment par la prise de contrôle du groupe Edison en date du 24 mai 2012 (cf. détails de l'opération au § 1.2.2.1.1). À compter de cette date, Edison est consolidé en intégration globale. Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2012 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en pourcentage sont calculées par rapport aux données 2011 retraitées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 729	65 307	7 422	+ 11,4	+ 5,8
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 084	14 939	1 145	+ 7,7	+ 4,6
Résultat d'exploitation	8 245	8 452	(207)	- 2,4	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 883	4 672	211	+ 4,5	
Résultat net part du Groupe	3 316	3 148	168	+ 5,3	
Résultat net courant ⁽¹⁾	4 216	3 607	609	+ 16,9	

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts (voir § 1.3.9).

Extrait des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2012	31 décembre 2011 retraité
Actif immobilisé	140 279	128 318
Stocks et clients	36 710	34 489
Autres actifs	55 328	52 287
Trésorerie, autres actifs liquides, prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽¹⁾	17 560	16 184
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie)	241	684
TOTAL DE L'ACTIF	250 118	231 962
Capitaux propres – part du Groupe	25 858	28 483
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	4 189
Passifs spécifiques des concessions	42 551	41 769
Provisions	65 582	58 018
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	59 135	49 469
Autres passifs	52 089	49 897
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors emprunts et dettes financières)	49	137
TOTAL DU PASSIF	250 118	231 962

(1) Y compris trésorerie et équivalents de trésorerie des sociétés détenues en vue de la vente.

(2) Y compris dérivés de couverture et dettes financières des sociétés détenues en vue de la vente.

Cash flow opérationnel

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	12 314	10 281	2 033	+ 19,8

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

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31 décembre 2012	31 décembre 2011	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	59 932	50 034	9 898	+ 19,8
Dérivés de couverture des dettes	(797)	(834)	37	- 4,4
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 874)	(5 743)	(131)	+ 2,3
Actifs liquides	(10 289)	(9 024)	(1 265)	+ 14,0
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	(1 397)	(1 400)	3	- 0,2
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	-	252	(252)	
ENDETTEMENT FINANCIER NET⁽¹⁾	41 575	33 285	8 290	+ 24,9

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans les bilans consolidés du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2012; elle prend désormais en compte les prêts du Groupe à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint.

1.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2012

1.2.1 Éléments de conjoncture

1.2.1.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Au cours de l'année 2012, les prix de l'énergie en Europe ont été impactés par la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂ ainsi que par une production d'origine renouvelable en forte progression en Allemagne.

1.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2012 en base (€/MWh)	46,9	55,2	75,5	42,6
Variation 2012/2011 des moyennes en base	- 4,1%	+ 0,3%	+ 4,6%	- 16,6%
Moyenne 2012 en pointe (€/MWh)	59,4	63,3	85,2	53,4
Variation 2012/2011 des moyennes en pointe	- 2,1%	+ 2,9%	+ 3,5%	- 12,6%

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

En France, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 46,9 €/MWh en 2012, en recul de 2,0 €/MWh par rapport à l'année dernière.

Cette baisse des prix s'explique en partie par l'important repli des prix des droits d'émission de CO₂ et du charbon. La hausse des importations en provenance d'Allemagne, en raison d'une production d'origine renouvelable forte et bon marché outre-Rhin, a également poussé les prix à la baisse.

1. France et Allemagne: cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même.
Royaume-Uni: cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré.
Italie: cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

Les prix ont également été beaucoup plus volatils cette année. La vague de froid du mois de février a ainsi conduit à des pics de prix importants tandis que durant la dernière décennie de décembre, des températures douces et une forte production d'énergie fatale¹ ont entraîné des prix faibles en fin d'année en raison d'un équilibre offre-demande extrêmement détendu. Des prix négatifs sur certaines heures ont même été observés. Dans ce contexte et compte tenu de l'état de son parc, le groupe EDF a été acheteur sur l'ensemble de ces heures où les prix étaient négatifs.

En **Allemagne**, les prix ont nettement diminué, pour s'établir en moyenne à 42,6 €/MWh, en baisse de près de 8,5 €/MWh par rapport à 2011. Plus encore qu'en France, la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂, et surtout la forte croissance des productions d'origine éolienne

et photovoltaïque fortement subventionnées par les consommateurs finals expliquent cette baisse des prix. En conséquence, les prix allemands ont été inférieurs aux prix français pendant une majorité des heures de l'année.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 55,2 €/MWh, globalement stables par rapport à la moyenne 2011, malgré la hausse des prix spot du gaz. En effet, si le mix énergétique britannique accorde habituellement une place importante aux centrales à Cycles Combinés à Gaz (CCG), le recul des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂ a conduit à une utilisation plus importante des centrales à charbon au détriment des CCG.

En **Italie**, les prix augmentent de 4,6 %, en raison principalement de la hausse des prix du gaz italien.

1.2.1.1.2 Prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne²

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2012 en base (€/MWh)	50,6	61,6	73,3	49,3
Variation 2012/2011 des moyennes en base	-9,6 %	-1,1 %	-1,2 %	-12,0 %
Prix à terme en base au 21 décembre 2012	47,3	63,2	70,4	45,1
Moyenne 2012 en pointe (€/MWh)	64,0	69,9	80,8	60,9
Variation 2012/2011 des moyennes en pointe	-9,2 %	-0,6 %	-3,7 %	-11,7 %
Prix à terme en pointe au 21 décembre 2012	60,3	71,5	78,1	57,0

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

Les contrats annuels en base européens sont en baisse en moyenne par rapport à l'année 2011, en raison de l'évolution à la baisse des prix des droits d'émission de CO₂ et du charbon.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à 50,6 €/MWh, un niveau inférieur de 9,6 % à celui constaté en 2011. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂, et par l'anticipation d'une consommation modérée.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base diminue davantage que le contrat français pour s'établir à 49,3 €/MWh. En plus de l'évolution des prix des combustibles, le prix des contrats à terme a été impacté par la part toujours croissante dans le mix énergétique des énergies renouvelables, dont le coût variable de fonctionnement est nul et dont les consommateurs supportent les coûts de manière indirecte, ce qui a entraîné une baisse des prix à partir du printemps. Le prix du contrat annuel allemand a été supérieur au prix français durant les deux premiers mois de l'année dans la lignée des six derniers mois de l'année 2011 suite à la décision politique de sortir du nucléaire en Allemagne. Les fortes productions photovoltaïques constatées en mars 2012 ont inversé la tendance et le contrat allemand est redevenu moins cher que le contrat annuel français.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril A+1 au 31 mars A+2, s'est établi à 61,6 €/MWh, en recul de 1,1 % en raison de la diminution des prix du gaz à terme. La baisse des prix de l'électricité a toutefois été limitée par une évolution de la réglementation sur le CO₂. En effet, à partir du 1^{er} avril 2013, le coût de production de l'électricité intégrera une part liée aux émissions de CO₂ spécifique au Royaume-Uni qui viendra renchérir le prix d'environ 3 €/MWh ; cette évolution est d'ores et déjà prise en compte dans le prix du contrat annuel avril 2013.

En **Italie**, le contrat annuel en base s'est établi à 73,3 €/MWh, en légère baisse par rapport à 2011 en raison notamment du recul de la demande liée à la crise.

1.2.1.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂³

Au cours de l'année 2012, le prix des droits d'émission de CO₂ de la phase II (2008-2012) pour livraison en décembre 2012 s'est établi en moyenne à 7,5 €/t, en recul de 5,8 €/t par rapport à 2011. Tout au long de l'année, les prix de la tonne de CO₂ se sont maintenus entre 6 € et 9 €.

Le prix des droits d'émission de CO₂ a principalement évolué au rythme des décisions de la Commission européenne pour réguler l'excédent d'offre en droits d'émission et au gré des perspectives économiques en Europe. Des premières négociations visant à résorber l'excédent d'offre ainsi que la vague de froid de février ont soutenu le cours à 9,5 €/t à la fin du premier trimestre. Cependant, les discussions en faveur d'une hausse des prix n'ont pas abouti, notamment en raison d'un blocage des pays de l'Est, engendrant ainsi un retour à 6 €/t. Dès juillet, la Commission a entamé de nouvelles négociations en vue de modifier uniquement le calendrier des enchères des droits d'émission sur la période 2013-2020, dans le but de limiter l'afflux de droits sur le marché à court terme et de soutenir les prix. Proposé en novembre 2012, le report ne concernerait que 900 millions de tonnes et ne serait mis en application qu'à partir de 2013 après validation par les instances de la Commission européenne. Ces deux mesures, peu volontaristes, ont déçu les acteurs de marché, ce qui s'est traduit par une poursuite de la baisse des prix des droits d'émission de CO₂.

1. Est considérée comme fatale la production d'énergie issue de toute technologie soumise aux aléas climatiques : éolienne, hydraulique fil de l'eau et photovoltaïque.

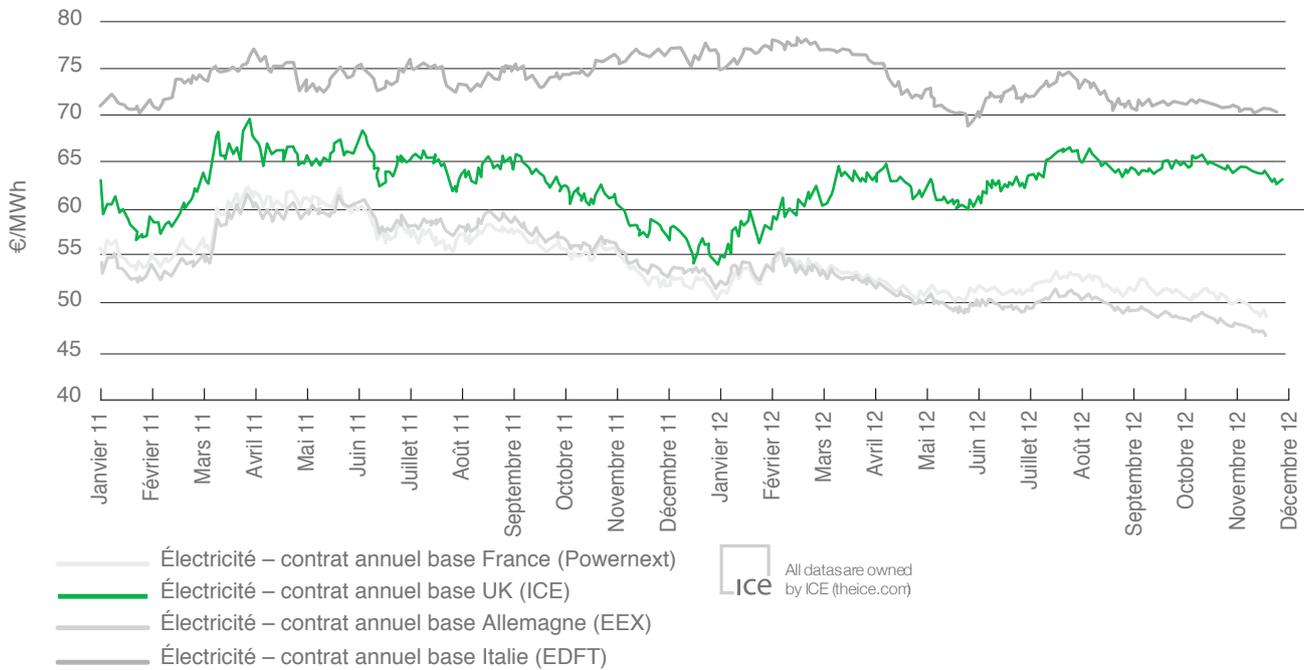
2. France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante ; le dernier jour de cotation en 2012 a été le 21 décembre.

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

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

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

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



Évolution des prix des droits d'émission de CO₂ (phase II 2008-2012)



1.2.1.1.4 Prix des combustibles fossiles¹

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne 2012	103,1	111,7	64,6
Variation 2012/2011 des moyennes	- 16,7 %	+ 0,6 %	- 2,7 %
Plus haut de 2012	118,2	126,2	70,0
Plus bas de 2012	92,7	89,2	59,5
Prix fin 2011	111,9	107,4	63,1
Prix fin 2012	94,1	111,1	65,8

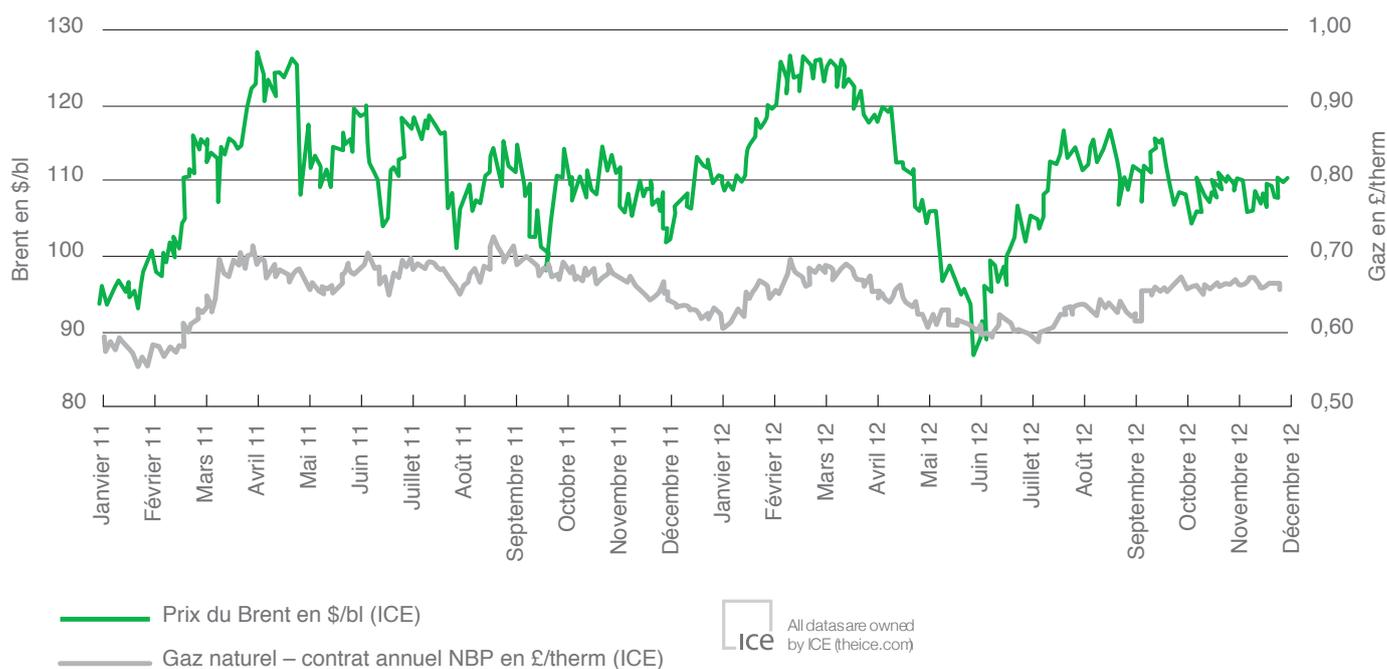
Concernant le **charbon**, l'équilibre offre-demande à court terme a été extrêmement détendu en raison notamment d'importations de charbon colombien, américain et russe à bas prix et d'une demande faible de la part des électriciens. Cette situation associée à des perspectives économiques moroses en Europe s'est traduite par une baisse de près de 17 % de la moyenne des prix à terme du charbon en Europe entre 2011 et 2012. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2013 s'établit en moyenne à 103,1 \$/t en 2012 et termine l'année sous la barre des 100 dollars américains.

Le cours du **pétrole** brut européen s'est établi en moyenne à près de 112 \$/bl, soit sensiblement au même niveau qu'en 2011. Il aura été toutefois fortement volatil en cours d'année. Le prix du baril a commencé l'année en hausse en raison de craintes sur l'offre : menace de conflits potentiels avec l'Iran, problèmes au Sud Soudan, grève sur des sites pétroliers au Yémen. Au cours du deuxième trimestre, le baril a baissé fortement, annulant largement la hausse du premier trimestre. Ce repli est principalement dû

à des inquiétudes sur la demande, en raison de la publication régulière de mauvais chiffres sur la santé économique de l'Europe, des États-Unis et de la Chine. Le baril a de nouveau augmenté fortement durant l'été suite à des problèmes de production en Mer du Nord et de tensions croissantes avec l'Iran. Il s'est ensuite maintenu autour de 110 \$/bl jusqu'à la fin de l'année.

Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** au Royaume-Uni s'inscrit en légère baisse par rapport à 2011 à 64,6 p/th, en raison notamment d'une situation détendue sur le court terme. Malgré la vague de froid de février et le détournement de la plupart des flux GNL vers l'Asie, les stocks de gaz se sont rapidement reconstitués sous l'effet d'une consommation britannique largement sous les normales au cours du 2^e trimestre. Les prix se sont ensuite maintenus à un niveau relativement bas jusqu'au début de l'automne en raison de perspectives détendues sur l'hiver. Avec le changement de contrat de référence au 1^{er} octobre, le prix du gaz à terme s'est fortement accru, les prix à terme 2013-2014 étant peu impactés par l'état de l'équilibre offre-demande sur le court terme.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



1. Charbon : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en \$/t).

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

Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante au Royaume-Uni (NBP) – en p/therm.

1.2.1.2 Consommation d'électricité¹ et de gaz naturel²

En 2012, la consommation brute d'électricité en France s'est établie à 489,5 TWh, en augmentation de 2,1 % par rapport à 2011. Cet écart s'explique essentiellement par des températures plus basses que la normale sur certains mois (février en particulier, avril et novembre) et inférieures de 0,8 °C aux moyennes de 2011, ce qui s'est traduit par une hausse de la consommation d'électricité de 13,7 TWh.

Corrigée de l'aléa climatique, du caractère bissextile de 2012 (impact +1,5 TWh) et de la baisse de -4,9 TWh de la consommation d'Eurodif consécutive à l'arrêt définitif de cette usine d'enrichissement d'uranium d'AREVA en juin 2012, la consommation en France est globalement stable entre 2011 et 2012 : la consommation de la grande industrie et des PMI/PME a diminué, mais a été compensée par la progression de la consommation des particuliers et des professionnels.

En 2012, la consommation de gaz naturel en France a augmenté de +4,5 % par rapport à 2011. Cette hausse s'explique par l'intensité de la vague de froid en février 2012 et, dans une moindre mesure, par des températures inférieures aux normales en avril 2012. Corrigée de l'aléa climatique, la consommation a diminué de 4,8 %.

En 2012, la consommation intérieure d'électricité au Royaume-Uni est estimée à 317,8 TWh, stable par rapport à 2011. Pour le gaz, elle est estimée à 549,4 TWh, en hausse de 9,7 % par rapport à 2011 essentiellement en raison de conditions climatiques plus froides qu'en 2011.

En Italie, les consommations estimées d'électricité et de gaz ont diminué respectivement de 2,8 % et de 4 % par rapport à 2011.

1.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En France, par un arrêté du 20 juillet 2012, le Ministre de l'Économie et des Finances et la Ministre de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie ont rehaussé les tarifs réglementés de vente de l'électricité de 2,0 % pour chacune des catégories tarifaires bleu (résidentiel et professionnels), jaune et vert (industriels et grandes entreprises). L'augmentation est entrée en vigueur à compter du 23 juillet 2012.

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

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

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

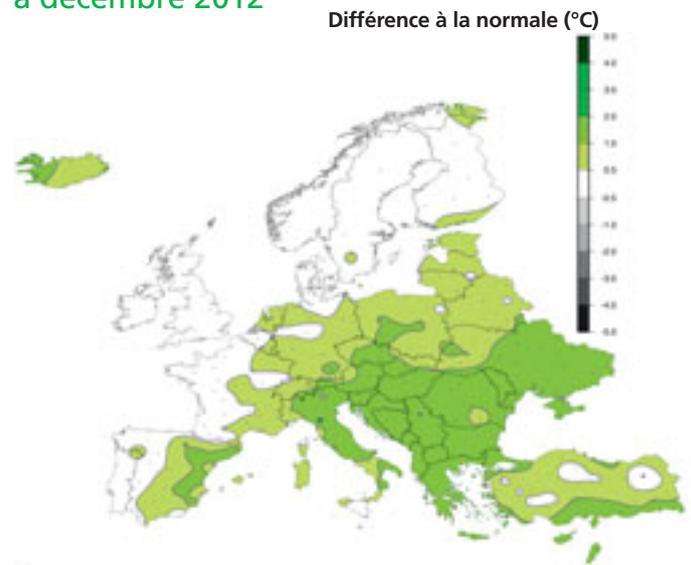
Les décisions du Conseil d'État prises en octobre et novembre 2012 relatives aux tarifs réglementés de vente et au TURPE 3 sont détaillées aux § 1.2.2.4.1.3 et 1.2.2.4.1.4.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a diminué ses tarifs résidentiels de 5 % sur le gaz le 7 février 2012, puis les a relevés de 10,8 % sur l'électricité et le gaz le 7 décembre 2012.

En mars 2011, ses tarifs de l'électricité et du gaz avaient augmenté respectivement de 7,5 % et de 6,5 %, puis en novembre, respectivement de 4,5 % et de 15,4 %.

1.2.1.4 Conditions climatiques: températures et pluviométrie

Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2012 à décembre 2012³



Après un mois de janvier globalement doux et sec, une forte vague de froid a été observée sur la première quinzaine du mois de février, les températures étant inférieures de 4,6 °C aux normales sur le mois. Celle-ci a été suivie par un mois de mars doux, puis par un deuxième trimestre proche de la normale. Le début de l'été a été maussade et frais sur l'ensemble du pays ; il a été suivi d'une vague de chaleur passagère au mois d'août. Enfin, le mois de décembre, débuté fraîchement, a connu ensuite des températures particulièrement douces sur l'ensemble du pays.

L'année 2012 se caractérise par une température moyenne supérieure à la normale sur la moitié est de la France, voisine de la normale sur le reste du pays, sensiblement supérieure au sud et au centre de l'Europe.

1. Données France : données brutes et données corrigées de l'impact des aléas climatiques communiquées par RTE.

Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre fournie par la filiale locale.

Données Italie : données fournies par la filiale locale.

2. Données France : base Pégase, source SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques) de janvier à novembre 2012.

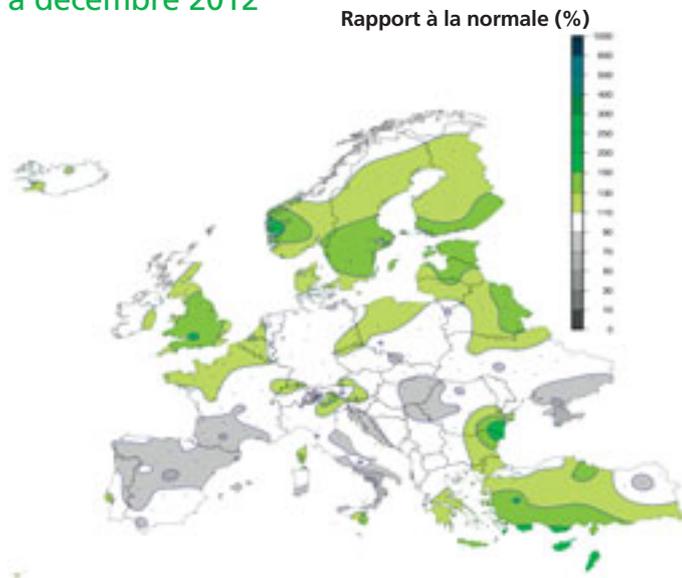
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre fournie par la filiale locale.

Données Italie : données fournies par la filiale locale.

3. Source : Météo-France.

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

Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2012 à décembre 2012¹



En 2012, les conditions pluviométriques ont été contrastées sur l'Europe avec des zones plutôt déficitaires sur une grande moitié sud (Turquie exceptée), et normales à excédentaires (Scandinavie en particulier) sur l'autre moitié.

En France, les pluies cumulées sont également contrastées entre le nord et le sud : voisines de la normale sur les Alpes (légèrement excédentaires sur les Alpes du nord), légèrement déficitaires sur le nord du Massif Central et déficitaires sur un grand quart sud-ouest (sud du Massif Central et Pyrénées). Une forte variabilité temporelle a été observée entre :

- les mois de février, mars, août très secs ;
- les mois d'avril, mai puis octobre, novembre (sur la moitié est) et décembre très arrosés.

En conséquence, le productible hydraulique en France a connu des niveaux très variables :

- bas en février et mars puis en juillet, août et septembre ;
- voisin de la normale sur mai, juin puis octobre ;
- excédentaire en fin d'année.

Il reste déficitaire d'environ 10 % en cumul sur l'année.

1.2.2 Événements marquants^{2, 3}

1.2.2.1 Prises de participations et partenariats

1.2.2.1.1 Finalisation de la prise de contrôle d'Edison

Suite à la levée des conditions suspensives, le groupe EDF a finalisé le 24 mai 2012 avec ses partenaires italiens l'opération de prise de contrôle du groupe d'énergie Edison. Dans ses principes, l'accord

final est conforme à l'accord préliminaire signé le 26 décembre 2011 entre les parties.

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

Au terme de cette opération, le Groupe 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.

1.2.2.1.2 Reprise des activités de Photowatt et prise de contrôle de PV Alliance

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

1.2.2.1.3 Acquisition de la société Enerest

Électricité de Strasbourg a acquis le 1^{er} avril 2012 une participation de 100 % dans la société Enerest, détentrice de la marque Gaz de Strasbourg et fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg, pour un prix d'acquisition de 139 millions d'euros.

1.2.2.1.4 Renégociation des contrats d'approvisionnement en gaz par Edison

Au second semestre 2012, la Cour d'arbitrage de l'ICC (*International Chamber of Commerce*) a rendu des sentences favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz naturel 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 sur l'exercice 2012.

1. Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2012 à décembre 2012.

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

2. Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 1.9 du présent document.

3. Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.

Une procédure d'arbitrage reste en cours sur le contrat d'approvisionnement en gaz naturel avec Sonatrach (Algérie) avec une sentence attendue en 2013.

1.2.2.1.5 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 3.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement économique et de ce projet ainsi que de 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 3. Cette décision prend effet au 19 décembre 2012. EDF a remboursé ENEL du montant de son investissement dans ce projet (principal et pénalités) pour un montant de 658 millions d'euros, et en contrepartie récupère l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

1.2.2.1.6 Acquisition d'une partie des parcs éoliens d'Iberdrola par EDF Énergies Nouvelles

Le 31 décembre 2012, EDF Énergies Nouvelles s'est engagé à acquérir 20 % des 32 parcs éoliens terrestres en France en fonctionnement détenus par Iberdrola, totalisant une puissance installée de 321,4 MW. Ces infrastructures, vendues pour un montant total de 350 millions d'euros, ont été acquises le 2 janvier 2013 par un consortium comprenant également General Electric et le groupe financier allemand Munich Re, à hauteur de 40 % chacun.

1.2.2.1.7 Cession d'une partie des parcs éoliens d'EDF Énergies Nouvelles

Les principales cessions réalisées en 2012 par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de son activité de Développement et Vente d'Actifs Structurés (DVAS) ont concerné principalement 50 % du parc éolien de Lakefield (205 MW au total) et le parc éolien de Spearville III (100 MW) aux États-Unis, ainsi que les parcs éoliens de Lac Alfred (75 MW) et Massif du Sud (75 MW) au Canada.

1.2.2.1.8 Cession de la participation dans Exelon

EDF a annoncé le 11 janvier 2013 avoir cédé à fin 2012 l'ensemble de sa participation, non stratégique, de 1,6 % du capital de la société Exelon (EXC.N) cotée au NYSE. Cette cession s'est effectuée pour un montant d'environ 470 millions de dollars américains, soit un prix moyen de 34,70 dollars américains par action, ce qui représente une prime de 18,6 % par rapport au cours d'Exelon du 10 janvier 2013.

1.2.2.2 Projets d'investissement

1.2.2.2.1 En France

1.2.2.2.1.1 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'euros₂₀₀₉) 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 intégrés 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.

Des étapes importantes de la construction ont été franchies au cours de l'année 2012 :

- construction du bâtiment diesel nord ;
- mise en place des supports des générateurs de vapeur et des pompes primaires dans le bâtiment réacteur ;
- fin du génie civil principal des 4 bâtiments de sauvegarde ;
- mise en eau du canal d'aménée de la station de pompage.

Fin décembre 2012, le degré d'avancement des travaux de génie civil était de 94 %, et de 39 % pour les montages électromécaniques.

1.2.2.2.1.2 Appel d'offres remporté pour l'éolien offshore français

Le 6 avril 2012, le consortium européen mené par le groupe EDF a remporté l'appel d'offres éolien offshore français pour les projets de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp. Ces projets, correspondant à près de 1 500 MW de nouvelles capacités qui seront installées après 2015, s'accompagnent d'un projet industriel ambitieux qui représente la création d'environ 7 500 emplois directs et indirects, avec notamment la fabrication en France de l'éolienne Haliade 150 d'Alstom.

1.2.2.2.1.3 Inauguration du Cycle Combiné Gaz (CCG) de Martigues

Le 12 novembre 2012, EDF a inauguré le premier CCG du site de Martigues. Les cycles combinés gaz sont bien adaptés à la fluctuation de la demande et sont performants sur le plan environnemental et énergétique. Fonctionnant au gaz naturel, l'unité de production peut désormais délivrer jusqu'à 465 MW d'électricité à pleine puissance sur le réseau électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Le CCG de Martigues est le deuxième CCG mis en service par le groupe EDF en France et le premier construit par *repowering*, c'est-à-dire en utilisant une partie des installations existantes comme la turbine à vapeur, pour l'associer à un ensemble neuf composé d'une turbine à combustion et d'une chaudière de récupération des fumées. Le deuxième CCG en construction sur le site de Martigues, d'une puissance identique, sera mis en service courant 2013.

1.2.2.2.2 Au Royaume-Uni

1.2.2.2.2.1 Extension de la durée d'exploitation des centrales nucléaires au Royaume-Uni

EDF Energy prévoit d'obtenir une prolongation moyenne de sept années de la durée d'exploitation de l'ensemble de ses centrales nucléaires de type AGR par rapport à celle prévue lors de l'acquisition de British Energy en janvier 2009. Cette prolongation a un impact direct sur la durée d'amortissement de ces réacteurs.

Le 4 décembre 2012, EDF Energy a annoncé l'extension de 7 ans de la durée d'exploitation de deux de ses centrales nucléaires, Hunterston B et Hinkley Point B, qui resteront opérationnelles jusqu'en 2023 à minima.

1.2.2.2.2.2 Étapes clés franchies par le projet Hinkley Point C

Le 26 novembre 2012, l'*Office for Nuclear Regulation* a annoncé avoir accordé une licence de site à *NNB Generation Company*, la structure créée par EDF Energy, pour construire une nouvelle centrale comprenant un double réacteur EPR sur le site de Hinkley Point C, dans le Somerset.

Le 13 décembre 2012, les autorités britanniques ont certifié la conception du réacteur nucléaire EPR conçu par EDF et AREVA. L'*Office for Nuclear Regulation* et l'Agence de l'environnement (*Environment Agency*) ont estimé que le réacteur répondait aux critères indispensables en termes de sécurité et d'impact environnemental.

Le projet de loi sur l'énergie incluant le contrat pour différence (« CfD ») est une étape importante pour le projet, et la mise en place des réformes annoncées est attendue en 2013 et 2014. De fait, des accords intermédiaires (un premier document pour le CfD) sont négociés avec le Département à l'énergie et au climat (« DECC ») pour HPC. La conclusion des discussions reste un élément clé pour la décision finale d'investissement (« FID »).

1.2.2.2.3 Autre International

1.2.2.2.3.1 **Mise en place de la cuve de la tranche 1 et installation du dôme de la tranche 2 de l'EPR de Taishan**

La construction des deux réacteurs EPR de Taishan en Chine, coordonnée par les équipes d'EDF, CGNPC (*China Guangdong Nuclear Power Company*) et AREVA, a franchi de nouvelles étapes clés de son développement en 2012.

Début juin 2012, la cuve a été introduite dans le bâtiment réacteur de l'unité 1, puis installée à son emplacement définitif dans le puits de cuve. Cette opération a marqué le début des travaux de mise en place des équipements de la chaudière nucléaire parallèlement à l'installation des matériels et circuits auxiliaires.

En septembre 2012, la société propriétaire et futur exploitant du site, *Taishan Nuclear Power Joint Venture Company* (TNPJVC), a procédé avec succès à l'installation du dôme du bâtiment réacteur de l'unité 2.

1.2.2.2.4 Autres activités

1.2.2.2.4.1 **Prises de position d'EDF Énergies Nouvelles sur les marchés marocain et sud-africain**

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

Le 31 mai 2012, EDF Énergies Nouvelles a également été retenu comme « soumissionnaire préféré » par le département de l'énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud lancé en août 2011. Représentant une puissance totale de 104 MW, les projets de Chaba (20,6 MW), Waainek (23,3 MW) et Grassridge (59,8 MW) sont situés dans la région de l'Eastern Cape. Ils seront équipés de turbines Vestas, d'une puissance unitaire de 3 MW. Leur construction devrait démarrer en 2013 pour des mises en service d'ici à la fin 2014.

1.2.2.2.4.2 **Mise en service de parcs éoliens en Amérique du Nord**

En 2012, EDF Énergies Nouvelles a renforcé ses positions en Amérique du Nord, où plusieurs parcs éoliens ont été mis en service au cours du second semestre : Spearville 3 (100,8 MW) au Kansas, Spinning Spur (161 MW) puis Bobcat Bluff (150 MW) au Texas, Pacific Wind (140 MW) puis Shiloh IV (102,5 MW) en Californie. Au Canada, un premier parc éolien a également été mis en service en octobre 2012 dans la province de Québec pour une puissance installée de 80 MW.

1.2.2.2.4.3 **Mise en service de trois nouvelles centrales solaires en France**

Au cours du second semestre 2012, EDF Énergies Nouvelles a mis en service trois nouvelles centrales solaires en France : Crucey, en région Centre en septembre 2012, Massangis en région Bourgogne en octobre 2012, et Toul-Rosières en Lorraine en novembre 2012.

Développées et réalisées par EDF Énergies Nouvelles France, ces centrales sont équipées de panneaux photovoltaïques de nouvelle génération, dits « à couches minces », et ont une puissance installée de 60 MWc, 56 MWc et 115 MWc respectivement.

1.2.2.2.4.4 **Lancement d'Electranova Capital**

Le 15 mai 2012, EDF a annoncé s'être associé à Iinvest Partners, acteur spécialisé et reconnu dans le financement des PME, pour créer un fonds de capital risque baptisé Electranova Capital. Ce fonds est doté d'une capacité d'investissement minimum de 60 millions d'euros, dont 30 millions d'euros

de participation d'EDF et 10 millions d'euros de la part d'Allianz. Destiné à financer, en France et en Europe, de jeunes entreprises innovantes du secteur de l'énergie via des prises de participation minoritaires afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone, Electranova Capital a réalisé ses deux premiers investissements en octobre 2012 :

- dans la société française Actility spécialisée dans les réseaux intelligents ;
- dans la société norvégienne Seatower spécialisée dans les fondations pour l'éolien en mer respectueuses des écosystèmes marins.

1.2.2.2.4.5 **Pose de la première pierre du terminal méthanier de Dunkerque**

La construction du terminal méthanier de Dunkerque, portée par la filiale Dunkerque LNG, a été confiée par lot à trois groupements d'entreprises. L'avancement technique, en ligne avec le planning, s'est traduit par les principales réalisations suivantes :

- début des travaux de génie civil du tunnel raccordant la centrale de Gravelines au terminal, ce qui permettra à terme que les eaux tièdes de la centrale contribuent à la regazéification du gaz naturel liquéfié ;
- début de la construction de l'enceinte de béton des trois réservoirs de gaz naturel liquéfié.

Le chantier a été inauguré le 5 octobre 2012 par Henri Proglio.

Par ailleurs, les deux gestionnaires de réseau de gaz naturel belge et français ont engagé la construction d'une nouvelle interconnexion France-Belgique.

1.2.2.2.4.6 **Lancement de la construction du gazoduc Southstream**

Le 7 décembre 2012, Gazprom a lancé les travaux de construction du gazoduc Southstream, destiné à alimenter l'Union européenne en gaz russe dès 2015. Ce gazoduc, long de 3 600 kilomètres, doit acheminer 63 milliards de mètres cubes de gaz (soit 700 TWh) par an à travers la mer Noire et les Balkans. EDF participe à hauteur de 15 % à la section sous-marine, aux côtés de Gazprom (50 %), Eni (20 %) et Wintershall (15 %).

1.2.2.3 **Accréditations**

1.2.2.3.1 Une nouvelle accréditation pour EDF : le FTSE4Good Index

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

1.2.2.3.2 L'expertise du Groupe en matière de formation reconnue par deux distinctions

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

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

1.2.2.4 Environnement réglementaire

1.2.2.4.1 France

1.2.2.4.1.1 Loi NOME et ARENH

La Commission européenne a annoncé le 12 juin 2012 avoir validé sous conditions les aides présentes dans les tarifs réglementés de vente en France. La Commission avait ouvert une enquête en 2007 au sujet des tarifs réglementés de vente aux entreprises (tarifs jaune, vert et TaRTAM). La loi NOME a entre-temps modifié le contexte législatif et 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 au nucléaire (ARENH) pour tous les fournisseurs de clients en France à compter du 1^{er} juillet 2011 à un prix de 42 €/MWh pour 2012.

Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel d'environ 61 TWh. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes techniques selon un échéancier fixé par arrêté.

Le prix de l'ARENH, actuellement fixé à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant, en application d'un décret devant être publié au plus tard le 7 décembre 2013, précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.

1.2.2.4.1.2 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF¹. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. La loi de finances rectificative de juillet 2011 a apporté une dérogation au calendrier de hausse de la CSPE, en répartissant la hausse du 1^{er} janvier 2012 de 3 €/MWh pour moitié le 31 juillet 2011, et pour moitié le 1^{er} juillet 2012. Une hausse de la taxe de 1,5 €/MWh est ainsi intervenue le 1^{er} juillet 2012, portant celle-ci à 10,5 €/MWh.

Elle a depuis augmenté de 3 €/MWh au 1^{er} janvier 2013, s'établissant ainsi à 13,5 €/MWh.

Un décret du 6 mars 2012 a permis l'automatisation de l'attribution des tarifs sociaux d'électricité (financés par la CSPE). 1 083 milliers de ménages français ont bénéficié des tarifs sociaux en 2012, alors que seuls 600 000 ménages en avaient bénéficié en 2011.

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

Depuis 2007, les recettes ne compensent pas les charges de service public de l'électricité supportées par l'entreprise qui augmentent régulièrement, principalement du fait de la hausse des achats des volumes d'énergie éolienne et solaire bénéficiant du régime de l'obligation d'achat. Les charges des Entreprises locales de distribution et d'Électricité de Mayotte étant intégralement compensées, le déficit du mécanisme est porté seulement par EDF et engendre dans ses comptes à fin 2012 un produit à recevoir de 5,2 milliards d'euros, contre 3,8 milliards d'euros fin 2011, soit une augmentation de 1,4 milliard d'euros en 2012.

Sur l'exercice 2012, les charges d'EDF à compenser par la CSPE se sont élevées à 4,7 milliards d'euros contre 3,6 milliards d'euros en 2011, et la collecte à 3,3 milliards d'euros contre 2,5 milliards d'euros en 2011.

Les charges 2012 sont constituées de 3,2 milliards d'euros de surcoûts d'obligation d'achat en métropole, de 1,4 milliard d'euros de charges en Zones Non Interconnectées (ZNI), et de 0,1 milliard d'euros de charges de solidarité.

L'augmentation des charges d'EDF à compenser par la CSPE est due à l'augmentation des surcoûts des obligations d'achat en métropole pour 0,8 milliard d'euros et à l'augmentation des charges dans les ZNI pour 0,2 milliard d'euros.

Les obligations d'achat en métropole ont augmenté essentiellement en raison d'un effet volume: +3 TWh de production éolienne par rapport à 2011 induisant un effet de +0,1 milliard d'euros, +2 TWh de production photovoltaïque induisant un effet de +0,8 milliard d'euros.

Le 14 janvier 2013, EDF a annoncé avoir trouvé un accord avec les pouvoirs publics qui prévoit un remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (de l'ordre de 4,3 milliards d'euros, chiffre qui sera ajusté avant le 31 décembre 2013 pour prendre en compte les montants de déficit de compensation des charges de service public au 31 décembre 2012 tels qu'ils seront validés par la CRE) et des coûts de portage induits pour le Groupe (0,6 milliard d'euros). En application de cet accord, cette créance d'environ 4,9 milliards d'euros sera soldée d'ici au 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et sera rémunérée aux conditions de marché.

En conséquence de cet accord, le Groupe a enregistré dans ses comptes 2012 un produit financier de 0,6 milliard d'euros, correspondant à la reconnaissance des coûts de portage passés cumulés au 31 décembre 2012.

1.2.2.4.1.3 Tarifs de vente d'électricité

Par une décision du 22 octobre 2012, le Conseil d'État a, à la demande du SIPPEREC, annulé l'arrêté du 13 août 2009 fixant les tarifs réglementés de vente d'électricité. Le Conseil d'État a enjoint les Ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie de prendre un nouvel arrêté dans les trois mois fixant les tarifs réglementés de vente pour la période allant du 15 août 2009 au 13 août 2010. À la date de publication du présent rapport, le projet d'arrêté a été transmis à la CRE pour avis.

1.2.2.4.1.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3)

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a annulé les tarifs TURPE 3 qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les Ministres de l'Énergie et de l'Économie sur proposition de la CRE. Cette décision, qui impose de fixer une nouvelle version du TURPE 3 d'ici au 1^{er} juin 2013, ne modifie pas les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 – qui s'appliquera rétroactivement à la période 2009-2013 et se substituera au tarif annulé – sera proposée par la CRE aux Ministres compétents. La nouvelle décision tarifaire est en cours d'élaboration (cf. § 1.9.2.1).

1.2.2.4.1.5 Décret d'application de l'article 225 de la loi Grenelle 2

La publication par le Gouvernement du décret d'application de l'article 225 de la loi Grenelle 2 le 26 avril 2012 instaure un reporting obligatoire dans le rapport de gestion des informations sociales, environnementales et sociétales de la part des entreprises de plus de 500 salariés et dont le total de bilan ou le montant net du chiffre d'affaires dépasse 100 millions d'euros. Un arrêté précisant les modalités de vérification de ce reporting extrafinancier par un organisme tiers indépendant est attendu courant 2013. Cette démarche de vérification viendra compléter celle initiée depuis 2007 par le Groupe, portant sur la vérification volontaire d'une sélection d'éléments quantitatifs.

1. Les Entreprises locales de distribution et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

Le groupe EDF a donc évalué l'impact de ce décret et de cet arrêté sur son organisation, mais également sur celle des filiales françaises concernées (Électricité de Strasbourg et ERDF). Cette analyse, complémentaire à celles effectuées dès 2011, a permis au Groupe de vérifier la conformité du système déjà mis en place depuis plusieurs années et d'engager dans le rapport de gestion 2012 les améliorations nécessaires.

1.2.2.4.1.6 Travaux pour conformité avec les prescriptions de l'ASN sur le parc nucléaire

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

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

- la mise en place de la Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN) en complément de l'organisation de gestion de situation de crise. Fin 2012, il est possible de faire intervenir la FARN sur une tranche de n'importe quel site en difficulté, et, à fin 2015, ce dispositif permettra des interventions en parallèle sur six tranches ;
- l'évolution des centres locaux de crise pour gérer des événements extrêmes ;
- le processus d'appel d'offres pour la fabrication des diesels d'ultime secours.

1.2.2.4.2 Belgique

L'environnement réglementaire a fortement évolué en Belgique en 2012, ce qui a affecté EDF Luminus à plusieurs titres.

La taxe nucléaire prélevée sur les opérateurs nucléaires en Belgique est passée de 250 millions d'euros en 2011 à 550 millions d'euros en 2012, ce qui s'est traduit par une augmentation de 15 millions d'euros pour la part à la charge d'EDF Luminus.

Le gouvernement belge a imposé une nouvelle régulation du marché de l'énergie via la loi du 29 mars 2012 qui gèle l'indexation à la hausse des paramètres variables prévus dans les contrats de gaz et d'électricité à compter du 1^{er} avril 2012.

L'arrêté royal du 29 mars 2012 a modifié à la baisse les règles de prise en charge par l'État des coûts engendrés chez les commercialisateurs par l'application des tarifs sociaux de l'électricité à leurs clients.

La CREG¹ a approuvé les nouveaux tarifs d'Elia (gestionnaire du réseau de transport électrique), pour la période 2012-2015, qui intègrent un tarif d'injection désormais à la charge des producteurs.

Le 4 juillet 2012, le gouvernement belge a pris la décision de fermer les centrales nucléaires de Doel 1 et Doel 2 (dans lesquelles le Groupe ne détient pas de participation) en 2015 et de prolonger jusqu'à 2025 l'exploitation de la centrale de Tihange 1 dans le cadre du « plan pour la sécurité d'approvisionnement en électricité » présenté par le Secrétaire d'État à l'Énergie. Le Conseil des Ministres a également prévu que 1 000 MW nucléaires seraient mis à la disposition du marché, pour accroître la concurrence entre les fournisseurs et permettre que les prix proposés aux consommateurs et aux entreprises soient les plus bas possibles.

Par ailleurs, durant l'été 2012, des inspections sur les cuves des centrales de Doel 3 et Tihange 2 ont révélé des micro-fissures qui ont entraîné l'arrêt de ces centrales, dans l'attente d'analyses complémentaires menées par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) et Electrabel. Suite aux conclusions de l'AFCN, le gouvernement belge devrait se prononcer sur le redémarrage des centrales au cours du premier semestre 2013.

1.2.2.4.3 Royaume-Uni

Le Ministre britannique de l'Énergie et du Changement climatique a présenté le 22 mai 2012 un projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité qui doit attirer quelque 110 milliards de livres sterling (136 milliards d'euros) d'investissements dans le nucléaire et les énergies renouvelables en une décennie. La principale innovation de cette réforme est l'instauration de *contracts for difference* (ou CFD), un mécanisme contractuel qui garantirait l'équilibre économique des nouveaux moyens de production d'électricité à faibles émissions de CO₂, ce qui regroupe à la fois les énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse...) et les centrales nucléaires. Dans l'hypothèse où EDF prendrait une décision positive d'investissement dans le projet Hinkley Point C, EDF serait compensé s'il vendait l'électricité produite par les nouveaux réacteurs en dessous d'un prix convenu, et reverserait à l'inverse le surplus s'il la commercialisait à un prix plus élevé.

Le 29 novembre 2012, le Ministre a déposé ce projet de loi auprès de la Chambre des Communes.

1.2.2.4.4 Hongrie

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

Après une période de transition au dernier trimestre 2011, de nouveaux tarifs chaleur, plus favorables, ont été publiés à compter du 1^{er} janvier 2012 et ont permis de couvrir les coûts associés. Le 31 octobre 2012, un nouveau décret a été publié, portant une hausse moyenne des tarifs chaleur avec un impact positif pour BE ZRT sur 2012.

1. CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en Belgique.

1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2011

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2012 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France, Royaume-Uni, Italie, Autre International et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

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

Les commentaires qui suivent portent sur la comparaison avec les données 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité
Chiffre d'affaires	72 729	65 307
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	(30 195)
Autres consommations externes	(10 087)	(9 931)
Charges de personnel	(11 624)	(10 802)
Impôts et taxes	(3 287)	(3 101)
Autres produits et charges opérationnels	5 451	3 661
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 084	14 939
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	(752)	(640)
Autres produits et charges d'exploitation	(5)	775
Résultat d'exploitation	8 245	8 452
Résultat financier	(3 362)	(3 780)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 883	4 672
Impôts sur les résultats	(1 586)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	260	51
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 557	3 387
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	241	239
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 316	3 148
Résultat net par action (en euros)	1,80	1,70
Résultat net dilué par action (en euros)	1,80	1,70

1.3.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 11,4 % et en croissance organique de 5,8 %.

1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 729	65 307	7 422	+ 11,4	+ 5,8

Le chiffre d'affaires s'élève à 72 729 millions d'euros en 2012, en croissance de 7 422 millions d'euros (+11,4 %). Hors effets de change (674 millions d'euros) résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling face à l'euro et hors effets de périmètre (2 983 millions d'euros) liés pour l'essentiel à la prise de contrôle d'Edison, la croissance organique est de +5,8 %.

1.3.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	39 120	37 171	1 949	+ 5,2	+ 5,2
Royaume-Uni	9 739	8 568	1 171	+ 13,7	+ 6,4
Italie	10 098	6 552	3 546	+ 54,1	+ 10,8
Autre International	7 976	7 501	475	+ 6,3	+ 5,5
Autres activités	5 796	5 515	281	+ 5,1	+ 2,8
Total hors France	33 609	28 136	5 473	+ 19,5	+ 6,5
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	72 729	65 307	7 422	+ 11,4	+ 5,8

En 2012, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 46,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe, contre 43,1 % en 2011.

1.3.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 39 120 millions d'euros, en croissance organique de 5,2 % par rapport à 2011.

La croissance du chiffre d'affaires résulte principalement de l'augmentation des volumes vendus en électricité (+7,2 TWh) et en gaz (+2,9 TWh) pour 1 milliard d'euros, ainsi que de la hausse des prix et tarifs de l'électricité (en juillet 2011 et juillet 2012) et du gaz pour 670 millions d'euros. La croissance des volumes vendus d'électricité est portée par les particuliers en raison d'un climat plus froid (+13 TWh par rapport à 2011); en revanche, la consommation des industriels est en recul.

Au 31 décembre 2012, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 80,0 %, en retrait de -0,2 point par rapport à fin 2011. La part de marché gaz naturel s'élève à 4,3 %, en augmentation de 0,7 point par rapport à fin 2011.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités non régulées¹, activités de réseaux² et activités insulaires³

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	39 120	37 171	1 949	+ 5,2
Activités non régulées	37 001	35 270	1 731	+ 4,9
Activités réseaux	13 309	12 254	1 055	+ 8,6
Activités insulaires	907	862	45	+ 5,2
Éliminations	(12 097)	(11 215)	(882)	

La hausse de 4,9 % du chiffre d'affaires des activités non régulées s'explique principalement par l'impact favorable des hausses de volumes, tirées pour l'essentiel par le climat.

Le chiffre d'affaires des activités réseaux augmente de 8,6 % sous l'effet conjugué des hausses des tarifs et des volumes acheminés du fait d'un hiver 2012 plus rigoureux qu'en 2011.

1. Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

2. Activités qui ne regroupent plus que les activités de Distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité Transport au 31 décembre 2010. Les activités de Réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

3. Activités de production et de distribution d'EDF dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2012 à 404,9 TWh contre 421,1 TWh en 2011, soit -16,2 TWh. Ce recul s'explique par des prolongations d'arrêts programmés plus importantes qu'en 2011, du fait d'aléas techniques, de contrôles et travaux complémentaires réalisés lors de ces arrêts et d'une demande exceptionnellement basse en fin d'année due à un climat particulièrement doux. Le coefficient de disponibilité s'établit à 79,7 % en 2012, en retrait de 1 point par rapport à 2011.

La production hydraulique s'élève à 34,5 TWh, en amélioration par rapport à 2011 (+7,7 TWh) du fait d'une hydraulité nettement moins défavorable (voir conditions climatiques en section 1.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 14,9 TWh, soit +3,1 TWh par rapport à 2011. Cette évolution est essentiellement liée à un écart entre les prix de l'électricité et ceux des combustibles fossiles plus favorable à la production thermique à flamme, notamment durant la vague de froid de février 2012.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend Eurodif et les Entreprises locales de distribution) sont en progression de +7,2 TWh, dont +13 TWh liés au différentiel de températures. Par ailleurs, la fourniture d'électricité en application de la loi NOME a représenté un volume de 60,8 TWh.

En 2012, EDF a été acheteur net de 25,4 TWh sur les marchés de gros, ce qui représente une augmentation des volumes nets achetés de 18,1 TWh par rapport à 2011.

1.3.1.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9739 millions d'euros en 2012, en hausse de 13,7 % par rapport à 2011 et en croissance organique de 6,4 %. Il inclut un effet de change favorable de 626 millions d'euros par rapport à 2011.

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

En revanche, le chiffre d'affaires enregistre des effets volumes défavorables, en raison d'une diminution des ventes aux entreprises dans un contexte de forte concurrence ainsi que des ventes structurées résultant de la fin des contrats historiques apportés par British Energy. Cette baisse est partiellement compensée par la hausse des volumes vendus en gaz et en électricité aux clients résidentiels, notamment en raison d'une augmentation du nombre de clients, et d'effets climatiques favorables.

1.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie**¹ au chiffre d'affaires du Groupe est de 10 098 millions d'euros, en progression de 54,1 % et en croissance organique de 10,8 %.

Le chiffre d'affaires d'Edison est en augmentation organique de 721 millions d'euros.

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

Dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires est en croissance en raison du renchérissement des prix des matières premières et d'un effet volume global : hausse des volumes vendus sur les marchés de gros, des ventes industrielles et résidentielles et des volumes de production en exploration-production liés aux installations mises en service courant 2011.

1.3.1.2.4 Autre International

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

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7976 millions d'euros en 2012, en augmentation de 475 millions d'euros par rapport à 2011, soit +6,3 %.

Les effets de change entre 2011 et 2012 s'élèvent à +15 millions d'euros. Les effets périmètre du segment sont essentiellement liés aux changements de méthode de consolidation des filiales polonaises Zielona Gora et Kogeneracja². Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 5,5 % par rapport à 2011.

Cette progression provient pour l'essentiel de l'Autriche et, dans une moindre mesure, de la Belgique et de la Pologne. En revanche, le chiffre d'affaires est en légère baisse en Hongrie et aux États-Unis.

En **Autriche**, le chiffre d'affaires de 625 millions d'euros présente une croissance organique de +49,9 %, due notamment au développement des activités d'optimisation sans impact significatif sur la marge.

En **Belgique**, le chiffre d'affaires de 3771 millions d'euros présente une croissance organique de +4,9 %. Cette variation provient en majeure partie d'une hausse des volumes de gaz commercialisés en raison d'un effet climat favorable.

Le chiffre d'affaires de la **Pologne** présente une hausse organique de 8,6 % qui résulte d'une augmentation des volumes de vente d'électricité, de l'impact favorable de l'optimisation et de la commercialisation des certificats verts et jaunes (énergies renouvelables et gaz) plus nombreux qu'en 2011.

1.3.1.2.5 Autres activités

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

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5796 millions d'euros en 2012, en augmentation de 281 millions d'euros (+5,1 %), et en croissance organique de 2,8 % par rapport à 2011.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 13,8 % par rapport à 2011. Cette croissance résulte principalement de l'augmentation des capacités en exploitation de l'activité Production. Elle est également portée par la hausse du chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**³ est en baisse organique de 13,9 % par rapport à 2011, notamment du fait de conditions de marché difficiles en Amérique du Nord.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 78 millions d'euros (+3,3 %), principalement en Europe Continentale.

1. Groupes Edison et Fenice.

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

3. Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

1.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 7,7 % et en croissance organique de 4,6 %.

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 729	65 307	7 422	+ 11,4	+ 5,8
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	(30 195)	(6 903)	+ 22,9	+ 13,3
Autres consommations externes	(10 087)	(9 931)	(156)	+ 1,6	- 0,4
Charges de personnel	(11 624)	(10 802)	(822)	+ 7,6	+ 6,3
Impôts et taxes	(3 287)	(3 101)	(186)	+ 6,0	+ 5,7
Autres produits et charges opérationnels	5 451	3 661	1 790	+ 48,9	+ 47,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	16 084	14 939	1 145	+ 7,7	+ 4,6

1.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 16 084 millions d'euros en 2012, en augmentation de 7,7 % par rapport à 2011 et en croissance organique de 4,6 %. Les effets de périmètre pour +309 millions d'euros concernent principalement Edison. Les effets de change favorables de 154 millions d'euros résultent principalement de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 37 098 millions d'euros en 2012, en augmentation de 6 903 millions d'euros par rapport à 2011 (+22,9 %) et en croissance organique de 13,3 %. En **France**, la hausse organique de 16,1 % s'explique essentiellement par l'accroissement des obligations d'achat (à hauteur de 1 milliard d'euros, par ailleurs compensées par la CSPE comptabilisée en Autres produits et charges opérationnels). Au **Royaume-Uni**, la hausse organique de 169 millions d'euros (+3,5 %) s'explique essentiellement par la hausse du coût de l'énergie et des tarifs de transport et de distribution. En **Italie**, la hausse organique de 16,2 % provient principalement du renchérissement des coûts d'approvisionnement en gaz. Sur le segment **Autre International**, la hausse organique de 10,1 % est liée principalement à l'augmentation des volumes ayant fait l'objet d'activités d'optimisation en Autriche et en Belgique.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 10 087 millions d'euros, en augmentation de 156 millions d'euros par rapport à 2011 (+1,6 %) et en légère baisse organique (-0,4 %). Les variations organiques défavorables au **Royaume-Uni** (-93 millions d'euros) et en **Italie** (-50 millions d'euros) sont plus que compensées par la diminution constatée en **France**, suite en particulier à un renforcement du schéma de gestion relatif aux tranches nucléaires ayant permis une amélioration du suivi des dépenses

de maintenance courantes et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 11 624 millions d'euros, en augmentation de 822 millions d'euros par rapport à 2011. La variation organique est de +6,3 %. Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel s'élèvent à 8 676 millions d'euros, en croissance organique de 7,6 % par rapport à 2011, compte tenu de l'augmentation des effectifs ainsi que des mesures salariales et de la hausse des cotisations sociales employeur (consécutive à l'élargissement de l'assiette des cotisations).

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 287 millions d'euros en 2012, en augmentation de 186 millions d'euros par rapport à 2011, soit +6,0 % (+5,7 % en croissance organique). Cette variation inclut une hausse des impôts et taxes en **France** supportés par l'activité production.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 5 451 millions d'euros en 2012, en augmentation de 1 790 millions d'euros par rapport à 2011 et en variation organique de +47,9 %. En **France**, la hausse organique des autres produits et charges opérationnels de 1 613 millions d'euros est due à la hausse de la CSPE pour 1 131 millions d'euros liée à l'augmentation de la compensation des obligations d'achat et à l'effet positif de la fin du dispositif TaRTAM en juillet 2011. En **Italie**, les autres produits et charges opérationnels augmentent en organique chez Edison de 347 millions d'euros compte tenu de l'effet favorable de la quote-part relative aux exercices antérieurs des résultats de renégociation de contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel. Au **Royaume-Uni**, en revanche, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 227 millions d'euros compte tenu principalement de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy.

1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	9 930	9 196	734	+ 8,0	+ 8,0
Royaume-Uni	2 054	1 942	112	+ 5,8	- 1,5
Italie	1 019	592	427	+ 72,1	+ 23,1
Autre International	1 067	1 280	(213)	- 16,6	- 19,5
Autres activités	2 014	1 929	85	+ 4,4	+ 4,7
Total hors France	6 154	5 743	411	+ 7,2	- 0,9
EBE GROUPE	16 084	14 939	1 145	+ 7,7	+ 4,6

1.3.2.2.1 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 9 930 millions d'euros, en augmentation faciale et organique de 8,0 % par rapport à 2011. Cette contribution représente 61,7 % de l'EBE du Groupe en 2012, à l'identique de 2011.

Ventilation¹ de l'EBE du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	9 930	9 196	734	+ 8,0
Activités non régulées	6 209	6 116	93	+ 1,5
Activités réseaux	3 451	2 820	631	+ 22,4
Activités insulaires	270	260	10	+ 3,8

L'EBE des activités non régulées augmente légèrement (+1,5 %).

Cette évolution intègre essentiellement :

- en termes de volumes : l'effet de la baisse de la production nucléaire (-635 millions d'euros), en partie compensée par l'amélioration de la production hydraulique (357 millions d'euros), un effet climat défavorable (-208 millions d'euros) essentiellement dû à la vague de froid de février 2012 qui a suscité un pic de demande satisfaite à un coût élevé, ainsi qu'une augmentation des charges d'exploitation de 177 millions d'euros ;
- en termes de prix : des effets favorables des contrats long terme et Eurodif (+238 millions d'euros), la fin du dispositif TaRTAM (+225 millions d'euros) et la légère hausse de la part énergie hors acheminement des tarifs réglementés de vente (+188 millions d'euros).

L'EBE des activités réseaux est en progression de 22,4 %, en raison de la hausse tarifaire de la part acheminement, de l'effet favorable du climat et de l'impact négatif de la régularisation du taux de perte sur exercices antérieurs constaté en 2011, sans équivalent en 2012.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 10 millions d'euros (+3,8 %) du fait de la hausse des tarifs principalement.

1.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe, incluant l'impact de la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy, est de 2 054 millions d'euros en 2012, en hausse de 5,8 % par rapport à 2011 et en diminution organique de 1,5 %. L'effet change favorable (+142 millions d'euros) est lié à l'appréciation de la livre sterling face à l'euro entre 2011 et 2012.

Hors effet défavorable lié à la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy (notamment des contrats de vente d'électricité), l'EBE est en croissance organique de 7,5 %.

La performance opérationnelle se caractérise par la hausse de la production nucléaire de +4,2 TWh à 60,0 TWh (+7,5 %) et par la hausse de la production thermique à charbon (+6,5 TWh), résultant de la bonne disponibilité du parc de production. Celle-ci, ainsi que la hausse des prix de gros, ont un effet favorable sur les marges.

1.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 019 millions d'euros, en progression de 72,1 % par rapport à 2011 et en hausse organique de +23,1 %.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 918 millions d'euros en 2012 contre 480 millions d'euros en 2011, en croissance organique de 148 millions d'euros, soit +30,8 %.

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE est en forte progression par rapport à 2011 (+294 millions d'euros). Les résultats d'arbitrages² favorables à Edison de septembre et octobre 2012, relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye), ont entraîné une hausse de l'EBE de 680 millions d'euros (dont 347 millions d'euros au titre des années antérieures). Par ailleurs, l'exploration-production enregistre de bons résultats. Toutefois, ces activités restent fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finals résultant de la baisse de la demande conjuguée avec une disponibilité importante de gaz spot sur les hubs européens, entraînant une décorrélation entre les prix spot du gaz et le coût des contrats à long terme. Une nouvelle phase de révision de prix avec les fournisseurs gaziers a débuté au quatrième trimestre 2012 afin de restaurer la profitabilité de ces contrats. L'arbitrage pour le contrat d'importation de gaz algérien est actuellement en cours et une décision est attendue en 2013.

L'EBE de l'activité électricité est en baisse, principalement en raison d'une contraction des marges unitaires sur le marché des clients finals et de résultats sur le marché d'équilibrage inférieurs à 2011.

1.3.2.2.4 Autre International

L'EBE du segment **Autre International** s'élève à 1 067 millions d'euros en 2012, en diminution de 16,6 % par rapport à 2011 et en diminution organique de 19,5 %.

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 113 millions d'euros, intégrant une contraction des marges en raison de la hausse des prix du combustible biomasse et de la baisse des prix des certificats verts (énergies renouvelables).

1. Ventilation explicitée dans la partie 1.3.1.2.1.

2. Ayant porté sur les années gazières d'octobre 2010 à fin septembre 2012.

Le **Brésil** enregistre une diminution organique de 53 millions d'euros de son EBE, liée notamment à deux arrêts majeurs de la centrale de Norte Fluminense programmés au premier semestre 2012 et au niveau exceptionnellement élevé des exportations en 2011.

Aux **États-Unis**, l'EBE est en décroissance organique (-27 millions d'euros) par rapport à 2011, ce qui s'explique par la diminution de la marge réalisée par CENG compte tenu de la baisse des prix de marché de l'électricité et de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt programmés et fortuits entre 2011 et 2012. Cette évolution est partiellement compensée chez UniStar par la limitation des dépenses sur le projet Calvert Cliffs 3 en vue de l'obtention de la licence de construction et d'exploitation NRC, et par une optimisation des coûts de structure dans la holding EDF Inc.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 16 millions d'euros. Il enregistre les effets défavorables des nouveaux mécanismes de régulation entrés en vigueur en 2012 et présentés au § 1.2.2.4.2, ainsi que de l'arrêt des centrales Doel 3 et Tihange 2.

1.3.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en diminution de 2,4 %.

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	16 084	14 939	1 145	+ 7,7
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading	(69)	(116)	47	- 40,5
Dotations aux amortissements	(6 849)	(6 285)	(564)	+ 9,0
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(164)	(221)	57	- 25,8
(Pertes de valeur)/reprises	(752)	(640)	(112)	+ 17,5
Autres produits et charges d'exploitation	(5)	775	(780)	- 100,6
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	8 245	8 452	(207)	- 2,4

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 245 millions d'euros en 2012, en diminution de 207 millions d'euros par rapport à 2011, ce qui s'explique principalement par la dégradation des autres produits et charges d'exploitation et la hausse des dotations aux amortissements, partiellement compensées par l'évolution positive de l'EBE.

1.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading passent de -116 millions d'euros en 2011 à -69 millions d'euros en 2012. Les évolutions positives sont principalement localisées dans les segments **Autre International** (Belgique) et **Autres activités**.

1.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 2014 millions d'euros, en augmentation de 85 millions d'euros par rapport à 2011 et en croissance organique de +4,7 %.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 642 millions d'euros. Cette progression organique de 20,6 % par rapport à 2011 est tirée par le développement de l'activité production d'une part (hausse des productions éoliennes et solaires en Europe et en Amérique du Nord du fait d'importantes mises en service en 2011 et 2012, ainsi que de conditions météorologiques favorables), et par une activité soutenue de DVAS d'autre part.

L'EBE d'**EDF Trading** est en baisse de 20,1 % par rapport à 2011, ce qui reflète l'évolution de la marge de trading commentée au § 1.3.1.2.5.

L'EBE de **Dalkia** est en décroissance organique de 22 millions d'euros, soit -8,9 %, en raison de conditions dégradées de l'activité en Italie.

L'EBE du segment bénéficie par ailleurs de l'effet favorable d'opérations immobilières ainsi que de renégociations de contrats d'assurance.

1.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en augmentation de 9,0 % par rapport à 2011.

La **France** enregistre une hausse des dotations aux amortissements de 287 millions d'euros, notamment liée aux remplacements de gros composants de centrales nucléaires et aux travaux d'investissements sur les centrales en exploitation et ce malgré l'effet favorable du changement d'estimation de la durée de vie de certains actifs de distribution.

Au **Royaume-Uni**, les dotations aux amortissements bénéficient en 2012 d'un effet favorable de 225 millions d'euros lié à la prise en compte de l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation des réacteurs des centrales nucléaires RAG¹ par rapport à celle prévue au moment de l'acquisition de British Energy en janvier 2009.

En **Italie**, la hausse des volumes de production d'hydrocarbures chez Edison a entraîné une hausse des charges d'amortissement. Par ailleurs, dans le secteur de l'Exploration-Production, Edison a poursuivi ses efforts

1. Réacteurs avancés refroidis au gaz.

d'exploration en Norvège et aux îles Falkland, qui se sont traduits par deux découvertes en Norvège pour un montant estimé de 18 milliards de m³ de réserves de gaz (20 % quote-part Edison). Les dépenses d'exploration qui s'y rattachent sont comptabilisées en charge d'amortissement sur l'exercice.

Chez **EDF Énergies Nouvelles**, la mise en service des parcs de production conduit à une hausse des charges d'amortissement de 58 millions d'euros.

1.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 57 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2012 par rapport à 2011 est essentiellement attribuable à ERDF.

1.3.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2011, les pertes de valeur constatées pour 640 millions d'euros concernaient Edison en **Italie** pour 320 millions d'euros (dont 280 millions d'euros pour Edipower), le segment **Autres activités** à hauteur de 267 millions d'euros et le segment **Autre International** avec BE ZRt en Hongrie pour 53 millions d'euros.

En 2012, les pertes de valeur constatées pour 752 millions d'euros concernent principalement CENG aux États-Unis (segment **Autre International**) pour 396 millions d'euros, compte tenu des perspectives dégradées sur les prix à terme de l'électricité, le **Royaume-Uni** pour 234 millions d'euros sur des actifs thermiques, ainsi qu'Edison en **Italie** pour 44 millions d'euros.

1.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation représentent une charge nette de 5 millions d'euros en 2012 contre un produit net de 775 millions d'euros en 2011. En 2011, ils comprenaient la comptabilisation de l'impact positif de 414 millions d'euros sur la provision pour renouvellement dû au changement d'estimation de la durée de vie de certains ouvrages de distribution publique en France, ainsi que la plus-value de cession d'EnBW pour 327 millions d'euros.

En 2012, ils incluent essentiellement :

- une charge nette de (70) millions d'euros relative à la révision à la hausse des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires françaises 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;
- 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-BT¹ (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment);
- par ailleurs, l'application de la norme IFRS 3 révisée s'est traduite par la comptabilisation en Autres produits et charges d'exploitation dans le cadre de la prise de contrôle d'Edison :
 - d'un résultat de cession de -1 090 millions d'euros lié à la quote-part anciennement détenue,
 - d'un goodwill négatif de 1 023 millions d'euros.

1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 443)	(2 271)	(172)	+ 7,6
Effet de l'actualisation	(3 285)	(3 064)	(221)	+ 7,2
Autres produits et charges financiers	2 366	1 555	811	+ 52,2
RÉSULTAT FINANCIER	(3 362)	(3 780)	418	- 11,1

Le résultat financier représente une charge de 3 362 millions d'euros en 2012, en baisse de 418 millions d'euros par rapport à 2011. Cette évolution s'explique par :

- coût de l'endettement financier brut : la hausse de +7,6 % est liée à l'augmentation de la dette brute moyenne du Groupe;
- effet de l'actualisation : l'augmentation de 221 millions d'euros des charges d'actualisation s'explique principalement par la révision du

taux d'actualisation des provisions nucléaires en France, partiellement compensée par une reprise de charges d'actualisation des avances partenaire remboursées par EDF à Enel fin 2012 suite à son retrait du projet Flamanville 3 (101 millions d'euros);

- autres produits et charges financiers : la variation favorable est liée d'une part au produit financier de 629 millions d'euros correspondant à la compensation du coût de portage lié au déficit cumulé du mécanisme CSPE et d'autre part à l'optimisation de la trésorerie et des actifs liquides.

1. HTA-BT : haute tension A – basse tension.

1.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 586 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 32,5 % en 2012. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 28,6 % en 2011.

La hausse du taux effectif d'impôt entre 2012 et 2011 s'explique principalement par l'impact des nouvelles lois de finances en France et par l'effet favorable (sans équivalent en 2012) lié à la faible fiscalisation du résultat de cession de la participation du Groupe dans EnBW en 2011.

1.3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 260 millions d'euros en 2012, contre un produit de 51 millions d'euros en 2011. Cette augmentation s'explique essentiellement par la croissance du résultat de RTE par rapport à 2011, ainsi que par la comptabilisation d'une perte de valeur sur Alpiq inférieure en 2012 à celle comptabilisée en 2011.

1.3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 241 millions d'euros en 2012, stable par rapport à 2011.

1.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 316 millions d'euros en 2012, en hausse de 168 millions d'euros par rapport à 2011, soit +5,3 %.

1.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant¹ s'établit à 4 216 millions d'euros en 2012, en augmentation de 609 millions d'euros, soit 16,9 % par rapport à 2011.

1. Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts.

Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts en 2012 s'élèvent à -900 millions d'euros; ils se composent principalement de :

- -856 millions d'euros de pertes de valeur et révisions de provisions (notamment nucléaires);
- -44 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading.

Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts étaient de -459 millions d'euros en 2011 et incluaient notamment des pertes de valeur et la plus-value de cession EnBW.

1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2012 et prend désormais en compte les prêts du Groupe à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint.

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

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité ⁽⁴⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	16 084	14 939	1 145	+ 7,7
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(715)	(2 040)	1 325	
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	(1 623)	(11)	
Impôt sur le résultat payé	(1 586)	(1 331)	(255)	
Autres éléments	165	336	(171)	
Cash flow opérationnel⁽¹⁾	12 314	10 281	2 033	+ 19,8
Variation du besoin en fonds de roulement net	(2 390)	(1 121)	(1 269)	
Investissements opérationnels (Capex bruts) nets des cessions	(12 638)	(10 637)	(2 001)	
Free cash flow	(2 714)	(1 477)	(1 237)	
Dotations actifs dédiés France	(737)	(315)	(422)	
Investissements financiers nets	(1 021)	3 277	(4 298)	
Dividendes versés	(2 355)	(2 383)	28	
Autres variations ⁽²⁾	365	8	357	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	(6 462)	(890)	(5 572)	
Effet de la variation du périmètre	(1 870)	2 607	(4 477)	
Effet de la variation de change	(137)	(516)	379	
Autres variations non monétaires ⁽³⁾	179	(97)	276	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	(8 290)	1 104	(9 394)	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	33 285	34 389		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	41 575	33 285		

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

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

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

(4) Données 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi; les lignes « EBE » et « Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE » sont retraitées d'un montant de +115 et -115 millions d'euros respectivement.

L'évolution de l'endettement financier net sur 2012 intègre l'ensemble des impacts liés à l'opération Edison (+3259 millions d'euros), à savoir principalement :

- la prise de contrôle via l'acquisition de Transalpina di Energia (+784 millions d'euros);
- le rachat des titres détenus par les minoritaires (+869 millions d'euros);
- le rachat par Delmi de la participation détenue dans Edipower (-684 millions d'euros);
- l'effet périmètre lié principalement à l'intégration à 100 % de l'endettement financier net d'Edison et de TdE, partiellement compensée par la sortie de l'endettement financier net d'Edipower (+2290 millions d'euros).

1.4.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 12 314 millions d'euros à fin décembre 2012, contre 10 281 millions d'euros à fin décembre 2011, soit une augmentation de 2 033 millions d'euros et de 19,8 %.

Cette variation s'explique essentiellement par l'augmentation de l'EBE (+1 145 millions d'euros) et par la baisse des éléments non monétaires (+1 325 millions d'euros) principalement due aux variations de juste valeur d'instruments financiers dérivés. Ces impacts positifs sont partiellement compensés par la hausse de l'impôt payé sur le résultat (-255 millions d'euros), surtout localisée en France, et résultant principalement de l'augmentation du résultat de l'intégration fiscale et de l'impact des nouvelles lois de finances.

(en millions d'euros)

	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités non régulées	4 383	3 896	487	+12,5
Activités réseaux	3 073	2 754	319	+11,6
Activités insulaires	779	728	51	+7,0
France	8 235	7 378	857	+11,6
Royaume-Uni	1 643	1 179	464	+39,4
Italie	438	318	120	+37,7
Autre International	490	436	54	+12,4
International	2 571	1 933	638	+33,0
Autres activités	2 580	1 823	757	+41,5
Investissements opérationnels	13 386	11 134	2 252	+20,2

L'augmentation des investissements opérationnels en **France** est de 857 millions d'euros, soit +11,6 %. Concernant les activités non régulées, l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire (570 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine. En effet, 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.

Sur les activités de réseaux, cette évolution s'explique essentiellement par les investissements d'ERDF sur les raccordements des clients (125 millions d'euros) et sur la qualité de la desserte (106 millions d'euros). S'agissant des activités insulaires, la hausse s'explique par des investissements dans de nouvelles capacités de production, en cours de réalisation en Haute Corse et en Guadeloupe (Pointe Jarry).

Au **Royaume-Uni**, les investissements opérationnels sont en hausse de 464 millions d'euros, soit + 39,4 %. Cette variation s'explique notamment

1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'est accru de 2 390 millions d'euros sur l'exercice 2012. Cette variation s'explique par :

- l'augmentation du produit à recevoir CSPE, intégrant les recettes liées à l'énergie facturée (-1 426 millions d'euros);
- le remboursement à Enel de son investissement dans l'EPR de Flamanville 3 suite à la fin de sa coopération avec EDF dans le nucléaire (-586 millions d'euros);
- la hausse des stocks (-508 millions d'euros), principalement localisée en France (-754 millions d'euros) et au Royaume-Uni (-226 millions d'euros), essentiellement au titre des combustibles nucléaires, compensée en partie par une baisse des stocks chez EDF Énergies Nouvelles (+394 millions d'euros) en lien notamment avec son activité DVAS.

1.4.3 Investissements opérationnels bruts

Les investissements opérationnels bruts s'élèvent à 13 386 millions d'euros en 2012, en augmentation de 2 252 millions d'euros, soit +20,2 % par rapport à 2011. Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

par l'augmentation des investissements liés au développement du nouveau nucléaire et des énergies renouvelables.

En **Italie**, la hausse de 120 millions d'euros des investissements opérationnels (+37,7 %) est principalement localisée chez Edison et correspond essentiellement à un effet périmètre suite à la prise de contrôle d'Edison ayant eu lieu en mai 2012. Hors effet périmètre (de l'ordre de 192 millions d'euros), les investissements opérationnels d'Edison ont diminué de 77 millions d'euros, en lien avec une nette diminution des investissements dans les activités électriques (-89 millions d'euros).

Sur la zone **Autre International**, les investissements opérationnels sont en hausse de 54 millions d'euros en 2012 par rapport à 2011, principalement en Pologne.

Les investissements opérationnels des **Autres activités** sont en hausse de 757 millions d'euros, soit 41,5 %. Cette variation s'explique principalement par l'augmentation des investissements d'EDF Énergies Nouvelles (714 millions d'euros) qui lui permettent d'accroître la taille de son parc de production afin d'en revendre par la suite une partie sous la forme d'actifs structurés.

1.4.4 Free cash flow

Le free cash flow du Groupe en 2012 est de -2 714 millions d'euros (contre -1 477 millions d'euros en 2011) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 12 314 millions d'euros (cf. § 1.4.1);
- une consommation de BFR sur 2012 de -2 390 millions d'euros (cf. § 1.4.2);
- des investissements opérationnels bruts de 13 386 millions d'euros (cf. § 1.4.3).

L'écart de -1 237 millions d'euros par rapport à 2011 provient essentiellement de la dégradation du BFR (-1 269 millions d'euros), la hausse des investissements opérationnels bruts (-2 252 millions d'euros) étant pratiquement compensée par l'augmentation du cash flow opérationnel (+2 033 millions d'euros).

1.4.5 Dotation aux actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF poursuit la constitution d'actifs dédiés pour couvrir certains de ses engagements nucléaires de long terme.

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés en France s'élève à 737 millions d'euros sur l'année 2012. La hausse de la dotation par rapport à 2011 (soit 422 millions d'euros) s'explique par la suspension ponctuelle des dotations à compter de septembre 2011 autorisée par le Conseil d'administration en raison des conditions de marché. Par ailleurs, les dotations ont repris au début de l'année 2012 à un rythme plus soutenu pour tenir compte de la moindre valorisation du portefeuille d'actifs intégré fin 2011.

1.4.6 Investissements financiers nets (hors dotation aux actifs dédiés)

En 2012, les investissements financiers nets (hors dotation aux actifs dédiés) s'élèvent à 1 021 millions d'euros. Ils correspondent principalement à :

- la prise de contrôle d'Edison pour -969 millions d'euros;
- le rachat des titres ERSA et Kogeneracja détenus par EnBW pour -301 millions d'euros;

1.4.10 Ratios financiers

- la cession pour +361 millions d'euros de la totalité des titres Exelon;
- l'encaissement du prix de cession de la centrale thermique à charbon d'Eggborough pour +261 millions d'euros;
- la prise de contrôle d'Enerest par Électricité de Strasbourg pour -139 millions d'euros.

1.4.7 Dividendes

Les dividendes versés en numéraire (2 355 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2011 pour 1 072 millions d'euros, l'acompte sur 2012 pour 1 053 millions d'euros, et les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (230 millions d'euros), principalement Centrica au Royaume-Uni (117 millions d'euros). En 2011, les dividendes versés en numéraire étaient de 2 383 millions d'euros.

1.4.8 Effets périmètre et change

En 2012, l'effet périmètre reflète principalement l'impact des opérations Edison (-2 290 millions d'euros) ainsi que l'effet de la sortie de la dette de sociétés cédées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de son activité DVAS.

L'effet périmètre 2011 était essentiellement expliqué par la déconsolidation de la dette financière d'EnBW (2 591 millions d'euros).

L'effet change (essentiellement l'appréciation de la livre sterling et la dépréciation du dollar américain par rapport à l'euro¹) a un impact défavorable de -137 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

1.4.9 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 41 575 millions d'euros au 31 décembre 2012. Il était de 33 285 millions d'euros au 31 décembre 2011 et augmente donc de 8 290 millions d'euros sur l'année 2012.

La hausse de la dette sur l'année 2012 s'explique principalement par les impacts de l'opération Edison (3 259 millions d'euros), le free cash flow négatif (-2 714 millions d'euros, cf. § 1.4.4) et les versements des dividendes (-2 355 millions d'euros, cf. § 1.4.7).

	2012 proforma ⁽¹⁾	2012	2011 retraité
Endettement financier net/EBE	2,4 ⁽²⁾	2,6 ⁽²⁾	2,2
Endettement financier net/(Endettement financier net + capitaux propres) ⁽³⁾	56 %	58 %	50 %

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

(2) Les ratios 2012 EFN/EBE comprennent au dénominateur le retraitement de l'EBE d'Edison à 100 %.

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

1. Dépréciation de 1,9 % du dollar américain face à l'euro : 31 décembre 2011 = 0,7729 €/€\$; 31 décembre 2012 = 0,7579 €/€\$.
Appréciation de 2,4 % de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2011 = 1,1972 €/£ ; 31 décembre 2012 = 1,2253 €/£.

1.5 Recherche et développement

1.5.1 Recherche et développement, brevets et licences

La Direction Recherche et Développement (R&D) du groupe EDF a pour missions principales de contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles et d'identifier et préparer les relais de croissance à moyen et long terme. En 2012, le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF s'élève à 527 millions d'euros (pour 518 millions d'euros en 2011), dont environ 20 % ont été consacrés à des problématiques environnementales. Ces 20 % de dépenses concernent notamment la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique ainsi que d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances. La prise de participation dans des fonds d'investissement dédiés à l'innovation s'inscrit également dans cette stratégie.

Près de 70 % des activités R&D d'EDF sont consacrées annuellement à des projets commandités par les directions opérationnelles et les filiales du Groupe. Le complément est dédié à des actions d'anticipation de moyen et long termes qui s'inscrivent dans les grands axes prioritaires de la R&D. La Direction Recherche et Développement d'EDF compte à fin 2012 plus de 2 000 collaborateurs sur sept sites (trois en région parisienne, un en Allemagne, un au Royaume-Uni, un en Pologne et un en Chine).

La R&D a pour objectif d'intégrer des innovations dans les processus industriels du Groupe. La démarche s'articule autour de deux actions :

(i) mieux valoriser l'innovation interne et accélérer le *time to business* par des actions en collaboration avec les métiers visant à accélérer/favoriser la phase d'industrialisation ;

(ii) développer une ouverture sur l'innovation externe et, le cas échéant, mettre en démonstration des innovations externes. Ainsi, EDF est l'investisseur principal d'Electranova Capital, fonds de capital risque pour les start-up spécialisées dans les *cleantech* lancé en mai 2012.

Le Conseil d'administration d'EDF a validé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF sur le Campus de Paris-Saclay. Le permis de construire a été obtenu et purgé du recours des tiers. Ce centre est destiné à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe et des étudiants en thèse. EDF donne ainsi une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. Ce choix positionne EDF comme un acteur de premier plan du Campus de Paris-Saclay et lui permettra de bénéficier d'une dynamique de coopération renforcée avec les établissements d'enseignement supérieur et les centres de recherche publics et privés installés à proximité.

1.5.2 Priorités de la R&D

L'ambition de la R&D d'EDF se décline selon trois axes prioritaires :

- consolider et développer un mix énergétique décarboné ;
- favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone ;
- adapter le système électrique aux nouveaux enjeux.

Selon le premier axe, les objectifs majeurs sont de pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, de développer les énergies renouvelables et d'examiner la faisabilité industrielle de la capture et du stockage du carbone.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, la R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration continue de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement.

Ses actions dans ce domaine traitent également les questions liées au cycle du combustible et conduisent à évaluer la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de génération 4 et les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* ou SMR). Enfin, ses actions contribuent à la connaissance et la maîtrise de l'impact des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. Les questions posées sur les thèmes évoqués ci-dessus nécessitent une bonne compréhension des phénomènes mis en jeu. Pour supporter ces programmes, la R&D développe donc des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication. L'accident de Fukushima en 2011 a conduit à intensifier la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de vie, mais aussi à s'intéresser à de nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribue à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses au bénéfice du Groupe, notamment en matière d'énergies solaires et marines mais également dans le domaine éolien, biomasse et géothermie. La R&D travaille également au développement de la performance pour EDF, développeur-exploitant de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables insérées dans des systèmes électriques, dans le but :

- de réduire les risques des investissements ;
- d'améliorer la performance opérationnelle ;
- de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique ;
- d'assurer l'équilibre du système électrique tout en intégrant les énergies renouvelables ;
- d'identifier et développer les modèles d'affaires d'offres énergétiques contenant des énergies renouvelables et répondant aux attentes/besoins des clients et des territoires.

Cernant la capture et le stockage du carbone, le rôle de la R&D est d'évaluer les procédés de façon à pouvoir se positionner à long terme sur la filière charbon. La R&D est engagée aux côtés de la DPIT (Direction de la production et de l'ingénierie thermique d'EDF) dans des opérations pilotes notamment sur les tranches de la centrale du Havre avec un pilote de captage par amine.

Selon le deuxième axe, la R&D innove sur de nouveaux usages pour l'électricité : mobilité électrique, pompes à chaleur et bâtiments plus économes pour différents segments de marché. La R&D contribue également à la préparation de nouvelles offres pour des clients acteurs énergétiques. En outre, elle propose des outils et méthodes pour accroître la connaissance client, concevoir des solutions énergétiques de référence et améliorer la gestion commerciale. Enfin, dans une optique de développement durable, la R&D investit dans l'accompagnement des agglomérations futures (*smart cities*) afin d'optimiser les infrastructures à la maille locale et de développer d'autres innovations notamment autour de la mobilité électrique.

Le troisième axe prioritaire de la R&D est l'adaptation du système électrique à une économie décarbonée, qui implique de savoir gérer l'intermittence, d'intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant les moyens de production et les besoins en réseaux, de développer des systèmes de gestion de l'énergie à la maille locale ou d'optimiser des flux d'électricité à la maille continentale.

L'évolution vers des réseaux électriques « intelligents », dits *smart grids*, constitue l'un des pivots de ces efforts. En premier lieu, la R&D anticipe l'arrivée de nouvelles technologies et leur impact sur l'évolution du paysage énergétique, et développe des modèles du système énergétique qui permettent notamment de mieux piloter l'équilibre offre-demande. Elle apporte des solutions innovantes facilitant l'insertion de production intermittente décentralisée, améliorant la gestion des actifs du réseau (vieillessement des matériels, solutions de comptage, automatisation pour optimiser qualité et coûts, etc.). La R&D contribue ainsi à plusieurs démonstrateurs *smart grids* en Europe. La R&D prépare également l'émergence de grands réseaux à courant continu (*super grids*) en Europe, mais aussi ailleurs dans le monde.

1.5.3 Un acteur intégré dans la recherche française, européenne et mondiale

Pour la réalisation de ses programmes, la R&D noue de nombreux partenariats dans le monde.

Depuis 2010, trois unités de R&D ont été créées à l'international, l'une en Pologne, l'autre au Royaume-Uni et la dernière en Chine qui s'ajoutent au centre déjà existant en Allemagne. En 2012, le centre de recherche d'EDF situé au Royaume-Uni a été transformé en entité juridique indépendante : EDF Energy R&D UK Centre Ltd. Cette filiale est rattachée à EDF Energy.

Ces centres ont pour objectifs :

- de soutenir les activités du Groupe en apportant des compétences R&D auprès des filiales du Groupe dans le pays d'implantation soit directement soit avec l'appui des équipes R&D du Groupe ;
- de tirer bénéfice d'une implantation locale pour identifier les avancées locales et initiatives technologiques, expérimenter des solutions innovantes en participant à des démonstrateurs, nouer des partenariats avec les universités, les instituts et les industriels sur certains domaines ciblés.

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années une douzaine de laboratoires communs avec des partenaires académiques (dont plusieurs avec les partenaires du Campus de Paris-Saclay), centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par les agences nationales. En 2012, quatre initiatives d'importance ont vu le jour autour du Plateau de Saclay, engageant ainsi la dynamique de création du cluster Université/Industrie : un programme de recherche sur l'optimisation pour la gestion et la prévision de production avec la Fondation de Mathématiques Hadamard (programme PGMO), la création de deux laboratoires communs : l'un avec Supélec sur les *smart grids* (Risegrid), l'autre avec Telecom ParisTech, sur l'internet des objets et la cybersécurité (SEIDO), enfin un institut de recherche sur le séisme avec le CEA, l'ENS Cachan et l'Ecole Centrale de Paris (SEISM). La R&D soutient également des chaires d'enseignement et de recherche ciblées, notamment dans le cadre de la Fondation pour les Énergies de Demain. En Europe, la R&D participe à une trentaine de projets. Grâce aux collaborations avec l'*Energy Technology Institute*, l'*Engineering and Physical Sciences Research Council* et avec différentes universités britanniques, elle renforce sa présence dans la recherche partenariale au Royaume-Uni.

La R&D a également présenté des candidatures aux projets d'instituts d'excellence dans les énergies décarbonées dans le cadre du projet gouvernemental Investissements d'avenir. En mars 2012, le gouvernement français a annoncé les lauréats de cet appel à projets. EDF est impliqué dans cinq de ces projets : l'Institut Photovoltaïque Ile-de-France (IPVF), France Énergies Marines (sur les énergies de la mer et l'éolien en mer), Super Grid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés, Efficacity sur la ville durable, Vedecom sur la mobilité électrique.

Dans le cadre des Investissements d'avenir, EDF contribue également au projet Paris-Saclay Efficacité Énergétique sur l'efficacité énergétique dans l'industrie et est à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle commande nucléaire numérique.

Par ailleurs, la R&D participe à deux *Knowledge and Innovation Communities*, initiatives de la Commission européenne favorisant le transfert de connaissances et de savoir-faire entre éducation, recherche et industrie. Leurs domaines de prédilection portent sur le changement climatique, les réseaux et villes intelligents, le stockage, ou encore les énergies renouvelables. En 2012, la R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs du nucléaire européens, est également à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif constituée en mars 2012 et dont l'objectif est de devenir le cadre de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de Génération II & III, et ce, au sein de la plateforme européenne SNETP (*Sustainable Nuclear Energy Technology Platform*).

1.5.4 Politique de propriété intellectuelle

Fin 2012, le portefeuille d'EDF comprend 483 innovations brevetées et protégées par 1 531 titres de propriété en France et à l'étranger.

EDF est, par ailleurs, une marque déposée dans plus de 80 pays.

1.6 Gestion et contrôle des risques marchés

1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion (c'est-à-dire hors RTE et ERDF). Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Le développement international du Groupe a conduit à la mise en place, début 2002, d'une structure dédiée – le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (DCRFI) – en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre de gestion financière. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors RTE et ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la Salle des marchés.

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

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

1.6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

1.6.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2012, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 16 163 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 8 598 millions d'euros.

Sur l'année 2013, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2012 s'élèveront à 15 139 millions d'euros, dont 5 989 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2012, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Dans le cadre de la gestion de sa position de liquidité, du financement de son programme d'investissements opérationnels et de croissance externe et du renforcement de sa dette à long terme, le Groupe a, notamment, procédé au cours de l'année 2012 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 38.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012 « Variations des emprunts et dettes financières ». Les emprunts obligataires ont été émis soit au travers de programmes EMTN (*Euro Medium Term Note Program*),

soit en *stand alone* pour un montant global de 5 204 millions d'euros et de 750 millions de livres sterling.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2012 a été portée à 8,5 ans contre 9,2 ans au 31 décembre 2011, celle d'EDF SA à 9,6 ans contre 10,4 ans au 31 décembre 2011.

Au 31 décembre 2012, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2012):

(en millions d'euros)	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2013	15 139	(145)	64	11
Entre 2014 et 2017	20 449	(609)	109	40
2018 et au-delà	50 572	(1 748)	(49)	167
TOTAL	86 160	(2 501)	124	218
Dont remboursement de dette	58 592			
Dont charges d'intérêt	27 568			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché. À ce titre, la filiale Edison contribue désormais au *cash pooling* du Groupe ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la Trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en revolving auprès du Groupe. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors

de France. Ces financements sont mis en place de manière autonome par EDF IG qui définit les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;

- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard de dollars américains pour les Euro CP. Au 31 décembre 2012, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 1 620 millions d'euros et de 4 493 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. EDF a accès aux principaux marchés de capitaux du monde, à savoir les marchés Euros via son programme EMTN (plafond actuel à 20 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euro et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

Le tableau ci-après présente, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure à 750 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2012 :

Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,6 %
EDF	12/2008	12/2013	1 350	CHF	3,4 %
EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5 %
EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5 %
EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1 %
EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5 %
EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0 %
EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5 %
EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6 %
EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4 %
EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3 %
EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,9 %
EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,8 %
EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6 %
EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0 %
EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,1 %
EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6 %
EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,9 %
EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6 %
EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1 %
EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0 %
EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5 %
EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,5 %
EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,1 %

(1) Date de réception des fonds.

Enfin, au 31 décembre 2012, EDF SA et Edison disposent de lignes de crédit pouvant être sollicitées en cas de difficultés de liquidités, et dont les caractéristiques sont les suivantes :

- EDF SA dispose d'un montant global de 7 950 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales). Les lignes de crédit représentent 3 950 millions d'euros de disponible dont les maturités s'échelonnent entre janvier 2015 et juin 2017 ; les crédits syndiqués représentent 4 000 millions d'euros pour des échéances allant de novembre 2015 à novembre 2017. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de

lignes de secours. Au 31 décembre 2012, les crédits syndiqués n'ont fait l'objet d'aucun tirage.

Une ligne de crédit de 500 millions d'euros vis-à-vis de la Banque européenne d'investissement s'ajoute à ces dernières. Elle a fait l'objet d'un tirage total au 31 décembre 2012 (100 millions d'euros tirés en 2010, 350 millions en 2011 et 50 millions d'euros en 2012) ;

- Edison dispose d'un crédit syndiqué de 1 500 millions d'euros (d'échéance le 14 avril 2013) qui a fait l'objet d'un tirage de 1 150 millions d'euros à fin décembre 2012. Le « Club deal » de 700 millions d'euros disponible précédemment a expiré fin 2012.

1.6.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2012 :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	Aa3 sous surveillance négative ⁽¹⁾	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable	F1
RTE	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
EDF Trading	Moody's	A3 sous surveillance négative ⁽²⁾	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective négative	A-1
	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative ⁽³⁾	P-2
	Fitch Ratings	n.a.	n.a.
Edison SpA	Standard & Poor's	BBB avec perspective positive ⁽⁴⁾	A-2
	Moody's	Baa3 sous surveillance négative	n.a.
	Fitch Ratings	BB avec perspective positive ⁽⁵⁾	B

n.a = non applicable

(1) Moody's a abaissé la perspective d'EDF de stable à négative le 5 décembre 2012 après la décision du Conseil d'État d'annuler l'arrêté de 2009 sur les tarifs de l'électricité. La perspective négative prend également en compte l'augmentation de la dette du Groupe ainsi que les incertitudes sur la rentabilité pour l'exercice 2013.

(2) L'abaissement de la notation par Moody's a été faite le 5 décembre 2012 en lien avec celui du groupe EDF.

(3) L'abaissement de la notation par Moody's a été faite le 5 décembre 2012 en lien avec celui du groupe EDF.

(4) S&P a relevé le 20 décembre 2012 la note d'Edison de BB+ à BBB suite à la prise de contrôle d'Edison par EDF, la renégociation de contrats gaziers et la cession d'une participation dans Edipower qui ont amélioré la trésorerie et les ratios de crédit d'Edison.

(5) Fitch a relevé le 13 août 2012 la note d'Edison de BB- à BB suite à la prise de contrôle du groupe Edison par EDF.

1.6.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- **financement en devise** : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- **adossement Actif-Passif** : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture

des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 73% et 92%. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- **couverture des flux opérationnels en devise** : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2012 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute au 31 décembre 2012, par devise avant et après couverture

31 décembre 2012 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	35 709	1 485	37 194	62 %
USD	11 621	(6 240)	5 381	9 %
GBP	7 927	5 773	13 700	23 %
Autres devises	4 675	(1 018)	3 657	6 %
TOTAL DES EMPRUNTS	59 932	-	59 932	100%

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

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2012.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2012 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
EUR	37 194	-	37 194
USD	5 381	538	5 919
GBP	13 700	1 370	15 070
Autres devises	3 657	366	4 023
TOTAL DES EMPRUNTS	59 932	2 274	62 206

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2012.

Position des actifs nets

31 décembre 2012 (en millions de devises)	Actif	Emprunts obligataires	Dérivés	US CP	Position nette après gestion (Actif)
USD	5 186	4 000	756	-	430
CHF (Suisse)	1 779	1 306			473
HUF (Hongrie)	130 053		95 295		34 758
PLN (Pologne)	3 517		2 648		869
GBP (Royaume-Uni)	14 139	6 035	4 915		3 189
BRL (Brésil)	626				626
CNY (Chine)	5 870				5 870

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 30 septembre 2012, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat au 31 décembre 2012. Les couvertures indiquées ci-dessus sont les emprunts obligataires, dérivés et émissions de *commercial paper* en devises existantes au 31 décembre 2012.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2012. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les situations nettes sont converties aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

	Au 31 décembre 2012			Au 31 décembre 2011		
	Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10% du cours de change	Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10% du cours de change
<i>(en millions de devises)</i>						
USD	430	326	32	548	424	42
CHF (Suisse)	473	392	39	495	407	40
HUF (Hongrie)	34 758	119	12	33 659	107	12
PLN (Pologne)	869	213	21	767	172	17
GBP (Grande-Bretagne)	3 189	3 908	391	2 853	3 416	341
BRL (Brésil)	626	232	23	692	286	29
CNY (Chine)	5 870	714	71	5 790	710	71

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2012.

1.6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition des positions de trésorerie du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement) fixe, dans le cadre de sa politique générale, des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges

financières. Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi qui prend en compte des critères de gestion actif/passif et des anticipations d'évolution de taux d'intérêt. Dans le cadre de cette répartition, le Groupe peut être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2012, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 79,2 % à taux fixe et 20,8 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 125 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2012 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,7 % en 2012.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2012. L'impact de variation des taux d'intérêt reste stable par rapport à 2011.

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

31 décembre 2012 <i>(en millions d'euros)</i>	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	52 306	(4 844)	47 462	-
À taux variable	7 626	4 844	12 470	125
TOTAL DES EMPRUNTS	59 932	-	59 932	125

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2012 <i>(en millions d'euros)</i>	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	1 633	(16)	1 617

1.6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

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

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 29 % en actions fin 2012, soit un montant actions de 2,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2012, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 35,6 % en actions, ce qui représente un montant actions de 286 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2012, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 32,4 % en actions, soit un montant actions de 1 260 millions de livres sterling.

Fonds CENG

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

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF maintient sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions. Au 31 décembre 2012, ces placements représentent un montant résiduel d'environ 3 millions d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2012, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 202 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,3 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés durant trois ans).

Au 31 décembre 2012, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 110 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,6 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

1.6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Les actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 en vue de couvrir les dépenses futures de démantèlement des centrales nucléaires ainsi que le stockage et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés – dont les principes ont été redéfinis par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs – est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF lors de la mise à jour de son règlement intérieur le 25 janvier 2007 et anticipant ainsi les dispositions de l'article 9 du décret du 23 février 2007.

Un **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences

et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif-passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Les **actifs dédiés** ont bénéficié au titre de l'exercice 2012 de 737 millions d'euros de dotations de trésorerie, contre 315 millions d'euros en 2011 (voir note 48 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012).

Les **décassements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2012 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 350 millions d'euros, contre 378 millions d'euros en 2011.

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

L'**allocation stratégique** est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille-modèle le plus adapté à la problématique de financement des charges du parc nucléaire. Un indice de référence est également fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque en ce qui concerne le portefeuille financier (hors RTE et actifs réels). L'allocation stratégique est revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. En 2012, elle se décompose comme suit : 50 % des titres RTE, complétés par un portefeuille financier composé pour moitié en actions internationales et pour moitié en obligations.

Le portefeuille financier comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux » qui sont eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. Un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à préparer et alimenter les décaissements issus d'utilisations de provisions relatives aux centrales en cours de déconstruction et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La **gestion tactique** des actifs est assurée autour de quatre axes principaux :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions », « obligations » et « trésorerie » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « poche » ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
 - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
 - par processus d'investissement (approche macro-économique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif » etc.),
 - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise,
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
 - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
 - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supra-nationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises),
 - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition élaborée par le Comité de gestion opérationnelle¹ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques ainsi que sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés.

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Fin décembre 2012, la valeur globale du portefeuille s'élève à 17 626 millions d'euros, contre 15 601 millions d'euros à fin décembre 2011 (pro-forma sur la valorisation des titres RTE après changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel).

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

Composition selon la classification de l'article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2012		31 décembre 2011	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE	4 205	4 564	4 168	4 448
2° Obligations, BMTN... émis par le secteur privé	550	642	1 099	1 155
3° Actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège social sur le territoire de l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE et négociés sur un marché reconnu	60	60	65	65
4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°	8 051	8 761	6 541	6 865
5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3°	998	1 191	658	777
6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées	Néant	Néant	Néant	Néant
7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES	0,076	0,076	0,055	0,055
Débiteurs et créiteurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, couverture de change, etc.)	+ 15	+ 15	- 19	- 19
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	13 879	15 233	12 514	13 291
Titres RTE affectés	2 015	2 393	2 015	2 310
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS, HORS DÉBITEURS ET CRÉDITEURS DIVERS	15 879	17 611	14 548	15 620
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	15 893	17 626	14 529	15 601

(1) Cf. comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2012, note 19.

Composition analytique par sous-portefeuille et performance en 2012

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011 est la suivante:

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
S/portefeuille Actions	41,6 %	37,1 %
S/portefeuille Taux	39,4 %	42,4 %
S/portefeuille Trésorerie	5,4 %	5,7 %
Titres RTE affectés	13,6 %	14,8 %
TOTAL	100 %	100 %

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

	31/12/2012 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2012		31/12/2011 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2011	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence
<i>(en millions d'euros)</i>						
S/portefeuille Actions	7 343	+ 13,8 %	+ 14,4 %	5 783	- 7,0 %	- 4,0 %
S/portefeuille Taux	6 937	+ 10,3 %	+ 10,6 %	6 615	+ 3,9 %	+ 3,4 %
TOTAL S/PORTEFEUILLE ACTIONS ET TAUX	14 280	+ 12,0 %	+ 12,6 %	12 398	- 1,6 %	- 0,1 %
S/portefeuille Trésorerie	953	+ 1,1 %	+ 0,2 %	893	+ 1,1 %	+ 0,9 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	15 233	+ 11,1 %	+ 12,6 %	13 291	- 1,6 %	- 0,1 %
Titres RTE affectés	2 393	-	-	2 310	-	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	17 626	+ 10,4 %		15 601	- 0,9 %	

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

L'année a débuté dans une situation de crise de l'euro affectant les marchés obligataires comme les marchés actions de la zone. Quand les pays européens et la Banque centrale européenne ont clairement fait état de leur détermination, si besoin en soutenant les pays en difficulté (engagement de soutien vis-à-vis des banques espagnoles et de l'État grec; annonce de l'*Outright Monetary Transaction* par la banque centrale), les marchés obligataires tendus de la zone euro ont vu de fortes améliorations de leur liquidité et de leurs prix. Dans ce contexte, la politique d'investissement a consisté à réinvestir de manière régulière au cours de l'année en actions et en obligations. Le réinvestissement sur la poche obligataire s'est fait particulièrement sur le crédit mais aussi en titres souverains italiens, les investissements dans certaines dettes souveraines (Espagne, Grèce, Irlande, Portugal) restant négligeables. Son effet a été partiellement masqué par le reclassement du sous-portefeuille obligataire au sous-portefeuille trésorerie de mandats crédit court terme proches de leur maturité. Le réinvestissement dans le sous-portefeuille actions a aussi été sensible (48,2 % du portefeuille financier fin 2012 contre 43,5 % fin 2011).

En 2012, les actifs dédiés affichent une performance de +10,4 % ; celle du portefeuille financier (hors RTE) s'établit à + 11,1 %. L'écart à l'indice de référence (+12,6 %) s'explique par la prudence de gestion, matérialisée par l'importance de la poche de trésorerie et la sous-pondération action en début d'année et une diversification des actifs supérieure à celle de l'indice. La sélection de fonds a aussi été orientée, de sorte que la volatilité des sous-portefeuilles actions et obligations a été inférieure à celle de leur indice de référence. Les titres RTE jouent leur rôle de stabilisateur de la performance, dans les hausses (2012) comme dans les baisses (2011) du marché.

Dans ce contexte, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 101,4 millions d'euros, dont +948,1 millions d'euros sur le portefeuille financier (+1 483,7 millions d'euros avant impôt) et +153,3 millions d'euros pour les titres RTE affectés.

La composition du portefeuille financier réparti entre les fonds réservés et les autres instruments financiers est également mentionnée à la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012.

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

La valeur de marché du sous-portefeuille actions à fin décembre 2012 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 7 343 millions d'euros. La volatilité du

sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2012 à 10,2 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 19,1 % à fin 2011. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 749 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2012, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 937 millions d'euros) s'établissait à 5,06, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 351 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en hausse par rapport à celle observée fin 2011 (4,81), reste nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,43).

1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/credit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. La politique prévoit, notamment, la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions sur les activités de marchés financiers et énergies et l'élaboration d'une consolidation semestrielle globale sur l'ensemble des activités. La politique prévoit également un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties).

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

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin septembre 2012. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 83 % de classe *investment grade*. Cette valeur est en léger retrait par rapport à celle issue de la consolidation à fin septembre 2011.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 30/09/2012	7 %	23 %	39 %	14 %	2 %	1 %	1 %	13 %	100 %
au 30/09/2011	9 %	20 %	45 %	11 %	2 %	0 %	0 %	13 %	100 %

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/09/2012	4 %	38 %	7 %	39 %	12 %	100 %
au 30/09/2011	4 %	34 %	7 %	40 %	15 %	100 %

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées à EDF Trading. La gestion du risque de contrepartie pour cette filiale prévoit la mise en place de limites explicites par contrepartie, en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash-collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

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

Dans le contexte de la crise financière en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie (EDF SA et *cash pooling*) vis-à-vis notamment des pays comme l'Italie et l'Espagne. Seules les contreparties bancaires espagnoles ou italiennes de catégorie *investment grade* et considérées comme systémiques par le Conseil de stabilité financière (donc présentant un risque de défaut faible) sont autorisées pour des montants et des maturités restreints (échéance maximale avril 2013). EDF ne détient aucun placement direct sur de la dette souveraine de ces pays.

1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

1.6.2.1 Cadre de la gestion et du contrôle des risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » (portant à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de CO₂) est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading ;

- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Concernant Edison, entité dont EDF assure désormais le contrôle opérationnel, la politique de risques relative aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé seront mis en place dans le cadre du projet de son intégration au groupe EDF. CENG, dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel au 31 décembre 2012, applique partiellement la politique de risques relative aux marchés énergies du groupe EDF.

1.6.2.2 Organisation du contrôle

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif du Groupe (Comex) de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans) ;
- un processus de contrôle spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation. Il repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques « marchés énergies » des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée mensuellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

1.6.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel et pour CENG, s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et d'autre part, du trading.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 des comptes consolidés. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes, etc.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de trading pour compte propre. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les sociétés de trading.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par l'entité chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du

Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*value at risk* ou « VaR ») désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donné. EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite de Monte-Carlo qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marchés observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de trading en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge trading atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2012, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 45 millions d'euros¹ sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 225 millions d'euros². Au cours de cette année, la VaR a oscillé entre 2,6 et 19,1 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs sur les exercices 2012 et 2011 :

(en millions d'euros)	2 nd semestre 2012	1 ^{er} semestre 2012	2 nd semestre 2011	1 ^{er} semestre 2011
Limite VaR (97,5 % un jour)	45	45	45	45
Limite <i>stop-loss</i>	225	225	225	225
VaR minimum	2,6	5,9	4,3	4,7
VaR moyenne	7,1	10,1	6,9	10,4
VaR maximum	11,4	19,1	10,4	18,7

Dans l'année 2012, même avec la volatilité forte des marchés en février, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Concernant Edison, le modèle de gouvernance³ prévoit la séparation entre les activités de contrôle et de gestion du risque et les activités opérationnelles sur les marchés. D'un point de vue opérationnel, Edison calcule son exposition nette⁴ sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) à l'exclusion de ceux relatifs à l'activité de trading pour compte propre (portefeuille de trading).

Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (PaR)⁵ est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Par ailleurs, pour répondre aux obligations liées à IFRS 7, Edison mesure le risque de diminution maximum potentielle de la juste valeur des contrats financiers couvrant les risques de son portefeuille industriel, avec un PaR, calculé avec un intervalle de confiance fixé à 97,5 %. Pour l'activité de trading, qui s'appuie sur un portefeuille distinct du portefeuille industriel, Edison définit une limite de VaR à 95 % sur un jour. À l'instar de son portefeuille industriel, Edison alloue un capital économique⁶ pour le portefeuille de trading. Cette allocation tient compte des risques liés aux VaR du portefeuille

et des risques estimés à travers des stress-tests relatifs à d'éventuelles positions structurées et non liquides⁷.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 41.4.3 et 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012.

1.6.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF SA, dans ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration, y compris ses filiales ERDF et RTE. Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe** : EDF est membre d'OIL⁸. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par

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

2. Cinq fois la VaR, soit 225 millions d'euros.

3. Ce modèle évolue pour être mis en conformité avec la politique du groupe EDF.

4. L'exposition nette est l'exposition résiduelle après avoir utilisé les possibilités de couvertures naturelles fournies par l'intégration verticale et horizontale des différentes filiales.

5. Le *Profit at Risk* (PaR) est une mesure statistique de la variation négative potentielle de la marge budgétée pour un horizon donné, liée à un mouvement défavorable des prix de marchés et selon un certain intervalle de confiance.

6. Le capital économique désigne le capital alloué pour faire face aux risques marchés.

7. Les données seront disponibles lors de la publication par Edison de ses résultats annuels.

8. Oil Insurance Limited.

la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd¹, des assureurs et des réassureurs; RTE souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens (postes de transformation, immeubles et locaux techniques);

- **les dommages aux marchandises transportées;**
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF :** en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires de EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au pool atomique français (Assuratome), au pool atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI).

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux USA, EDF Inc est devenu membre de NEIL².

- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire :** les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations résultant de la convention de Paris en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires. Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances. Les montants couverts par les polices, souscrites par EDF auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire qu'en cours de transport.

Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque via les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

EDF Energy exploite des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Dans ce pays, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée auprès du pool anglais d'assurance des risques nucléaires NRI (*Nuclear Risk Insurers Limited*) à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni.

- **la responsabilité civile générale :** ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux :** le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe;
- **couverture des risques construction :** EDF met en place dans ce domaine des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier/tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion etc. Ces couvertures qui s'élèvent à 11 millions d'euros ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF SA;
- le 11 août 2011, ERDF a conclu avec NATIXIS/Swiss Re un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est la **couverture du réseau aérien de distribution d'ERDF** contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice

paramétrique fonction de la vitesse du vent. Le 27 décembre 2011, une couverture complémentaire d'une capacité de 40 millions d'euros a été souscrite pour une période de quatre ans, afin de réduire le montant de la franchise. Les modalités de mise en place de la couverture dommages des réseaux aériens de distribution des Systèmes Énergétiques Insulaires restent à l'étude.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 111 millions d'euros en 2012, dont 62 millions d'euros pris en charge par EDF (hors investissements) et 18 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

1.7 Opérations avec les parties liées

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2012.

1.8 Principaux risques et incertitudes

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

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 4.2 du document de référence 2012.

Cette présentation des principaux risques décrit les risques et incertitudes majeurs auxquels le Groupe est soumis. Le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

1.9 Faits marquants relatifs aux litiges en cours

Les litiges du groupe EDF sont présentés dans la section 20.5 du document de référence 2012. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2011 et au rapport financier semestriel 2012.

1.9.1 Procédures concernant EDF

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 ont été condamnés par le tribunal de Nanterre.

1. Société irlandaise d'assurance détenue à 100% par EDF.

2. Nuclear Electric Insurance Limited.

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 six mois d'emprisonnement. Sur le plan des intérêts civils, le salarié est également condamné à indemniser l'association Greenpeace et M. Yannick Jadot pour le préjudice moral subi. Le salarié, Greenpeace et M. Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation.

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.

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 Sécurité 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.

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 financier 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 sur les résultats financiers du Groupe.

Dans le cadre de ces litiges relatifs à l'application de la législation relative au temps de travail, le nombre de contentieux reste réduit à ce jour ; en revanche le développement d'un volet pénal est réel même si limité à ce stade à quelques Centres nationaux de production d'électricité.

Le Groupe est également partie prenante à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'URSSAF et concerne l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature.

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.

Arbitrage consécutif à la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en gaz

Le 1^{er} 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 100 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.

Nest-Énergie

Par une décision du 12 novembre 2009 autorisant la prise de contrôle par EDF de EDF Luminus (alors dénommée SPE), la Commission européenne a rendu obligatoire l'engagement d'EDF de continuer le développement d'un projet de centrale à cycle combiné gaz porté par la société Nest-Énergie et de le céder à défaut d'avoir pris une décision finale d'investissement avant une date butoir qui était fixée au 30 juin 2012.

EDF a saisi la Commission, le 14 mai 2012, d'une demande de report de la date limite en considération de l'évolution significative et durable des circonstances économiques, politiques et réglementaires propres aux marchés de l'énergie en Belgique depuis la décision d'autorisation de 2009. Par une décision du 28 juin 2012, la Commission a refusé la demande d'EDF en lui accordant un report très limité, estimant ne pas avoir à prendre en compte l'évolution du contexte de marché belge.

Le 5 septembre 2012, EDF a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation contre cette décision, assorti d'une demande de traitement en procédure accélérée ainsi qu'une demande de mesures conservatoires. EDF a introduit le 30 novembre 2012 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'ordonnance rendue le 16 octobre 2012 par le Tribunal de l'Union européenne rejetant la demande de mesures conservatoires. Le recours en annulation toujours pendant au fond devant le Tribunal et le pourvoi pendant devant la Cour devraient faire l'objet de décisions dans le courant du premier semestre 2013.

EDF a en outre introduit le 5 septembre 2012 devant la Commission européenne une demande de levée de l'engagement relatif à Nest-Énergie également fondée sur l'évolution significative et durable des circonstances économiques, politiques et réglementaires propres aux marchés de l'énergie en Belgique. Cette demande est en cours d'examen et devrait conduire à une décision dans le courant du premier semestre 2013.

Conformément à son engagement, EDF a en outre entamé le 16 octobre 2012 un processus de cession de Nest-Énergie. L'issue des procédures décrites ci-dessus pourra avoir une incidence sur le processus de cession.

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. EDF et ERDF contestent formellement ces allégations.

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.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2009 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006 a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. 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 engagées des contentieux 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.

Le litige le plus significatif concernait les sociétés Green Yellow, une vingtaine de filiales du groupe de distribution Casino. Ce contentieux a donné lieu à deux décisions du Tribunal des conflits et deux jugements du Tribunal de commerce des 11 juillet 2011 et 29 juin 2012. Ce dernier jugement est devenu définitif, mettant ainsi fin au contentieux.

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

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.

1.9.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

1.9.2.1 ERDF

Annulation de la décision tarifaire TURPE 3

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

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^{er} 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.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF (ou des DNN¹) 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

1. Distributeurs non nationalisés.

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.

1.9.2.2 EDF International

Litige en matière fiscale

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.

1.9.2.3 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.

1.9.2.4 Edison

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.

1.9.3 Procédures postérieures à la clôture

Il n'existe pas d'autre litige significatif postérieur à la clôture de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

1.10 Événements postérieurs à la clôture

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits dans la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012.

1.11 Perspectives financières

Tenant compte d'un contexte de dégradation de l'environnement économique, le Groupe s'est fixé les objectifs financiers suivants pour 2013 :

- une croissance de l'EBE¹ comprise entre 0 et 3 % hors Edison ;
- concernant Edison, le calendrier des renégociations des contrats d'approvisionnement en gaz devrait créer une forte volatilité des résultats entre 2013 et 2014, avec cependant une perspective d'EBE récurrent en ligne avec l'EBE 2012 ;
- un ratio d'endettement financier net/EBE compris entre 2x et 2,5x ;
- un taux de distribution des dividendes compris entre 55 % et 65 % du résultat net courant.

Ces objectifs financiers s'appuient notamment sur :

- le lancement d'un plan d'optimisation des achats touchant aussi bien les dépenses d'exploitation que les investissements et conduisant à 1 milliard d'euros d'économies dès 2013 ;
- des investissements nets stabilisés à 12 milliards d'euros.

Le groupe EDF poursuit ses efforts afin de traiter en 2013 un certain nombre d'enjeux structurants pour l'équation financière du Groupe.

D'ici à fin 2013, le Groupe procédera à une revue détaillée de sa trajectoire financière moyen terme.

1. Croissance à périmètre et change constants.

1.12 Informations relatives au capital et aux statuts de la Société

1.12.1 Informations relatives au capital de la Société

1.12.1.1 Montant et évolution du capital social

À la date du présent document, le capital social de la société s'élevé à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions de 0,5 euro chacune, de même catégorie, entièrement souscrites et libérées.

La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

1.12.1.2 Structure du capital et des droits de vote

À la date du présent document, le capital de la Société est composé d'actions nominatives ou au porteur, dont l'État, conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, doit détenir à tout moment plus de 70 %.

Ces actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires et de ce qui suit, et il n'existe aucune disposition statutaire en restreignant la cession ou la transmission.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de ses actions, à l'exception des restrictions résultant du code de déontologie boursière de la Société.

Enfin, les actions détenues au travers des fonds communs de placement du Plan d'Épargne Entreprise du Groupe EDF investis en actions de la Société ou les actions acquises auprès de l'État dans le cadre des lois de privatisation sont soumises aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions particulières applicables à ces opérations.

Chaque action donne droit à un vote et il n'existe, à la date du présent document, aucune restriction statutaire à l'exercice des droits de vote des actionnaires.

Enfin, à la date du présent document et à la connaissance de la Société, aucun pacte d'actionnaires portant sur les titres de la Société n'a été conclu.

1.12.1.3 Répartition du capital et franchissement de seuils

Au 31 décembre 2012, la répartition du capital social d'EDF était la suivante :

- État : 84,44 % ;
- institutionnels et particuliers : 13,59 % ;
- actionnariat salariés : 1,85 %
 - dont FCPE¹ : 1,57 % ;
- actions autodétenues : environ 0,12 % ;
- nombre total d'actions : 1 848 866 662.

1.12.1.4 Actions autodétenues

Aucune action de la Société n'est destinée à être attribuée aux salariés dans le cadre de l'intéressement du personnel.

Contrat de liquidité

La Société a mis fin, avec effet au 24 juillet 2012, au contrat de liquidité qui avait été conclu le 1^{er} juin 2006 avec Crédit Agricole Cheuvreux et renouvelé depuis annuellement par tacite reconduction. La somme initiale de 35 millions d'euros avait été affectée à la mise en œuvre du contrat de liquidité. À la date de résiliation du contrat, 1 350 000 titres EDF et 4 408 111,48 euros en espèces figuraient au compte de liquidité.

EDF a confié à Oddo Corporate Finance à partir du 25 juillet 2012 la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie de l'AMAFI approuvée par l'AMF. Pour la mise en œuvre de ce contrat, EDF a affecté les moyens suivants : 1 350 000 titres EDF transférés de l'ancien contrat de liquidité et 50 millions d'euros en espèces.

En 2012, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité :

- 92 852 euros à Crédit Agricole Cheuvreux ;
- 34 849,32 euros à Oddo Corporate Finance.

Informations sur les opérations effectuées par la société au cours de l'exercice 2012 sur ses propres actions dans le cadre d'un programme de rachat d'actions (programmes de rachat autorisés par l'Assemblée générale du 24 mai 2012) :

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2012

Au cours de l'exercice 2012, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 8 398 898 de ses propres actions et cédé 7 413 159 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 15,94 euros et le cours moyen de vente a été de 15,95 euros.

Valeur du portefeuille d'actions autodétenues à la clôture de l'exercice 2012

Le nombre d'actions inscrites au nom de la Société au 31 décembre 2012 est de 2 161 333 actions.

La fraction du capital que ces actions autodétenues représentent est d'environ 0,12 % au 31 décembre 2012.

La valeur comptable de ces actions au 31 décembre 2012, évaluée au cours d'achat, est de 33 068 975 euros et leur valeur nominale est de 1 080 667 euros.

La valeur de marché du portefeuille à cette date, sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2012, soit 13,98 euros, est de 30 215 435,34 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2012

Au 31 décembre 2012, l'affectation du portefeuille se décompose en 2 110 739 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,1142 % de son capital social) et un solde de 50 594 actions (représentant 0,0027 % de son capital social), acquises sur le marché en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan d'attribution gratuite d'actions « ACT 2007 » et non attribuées.

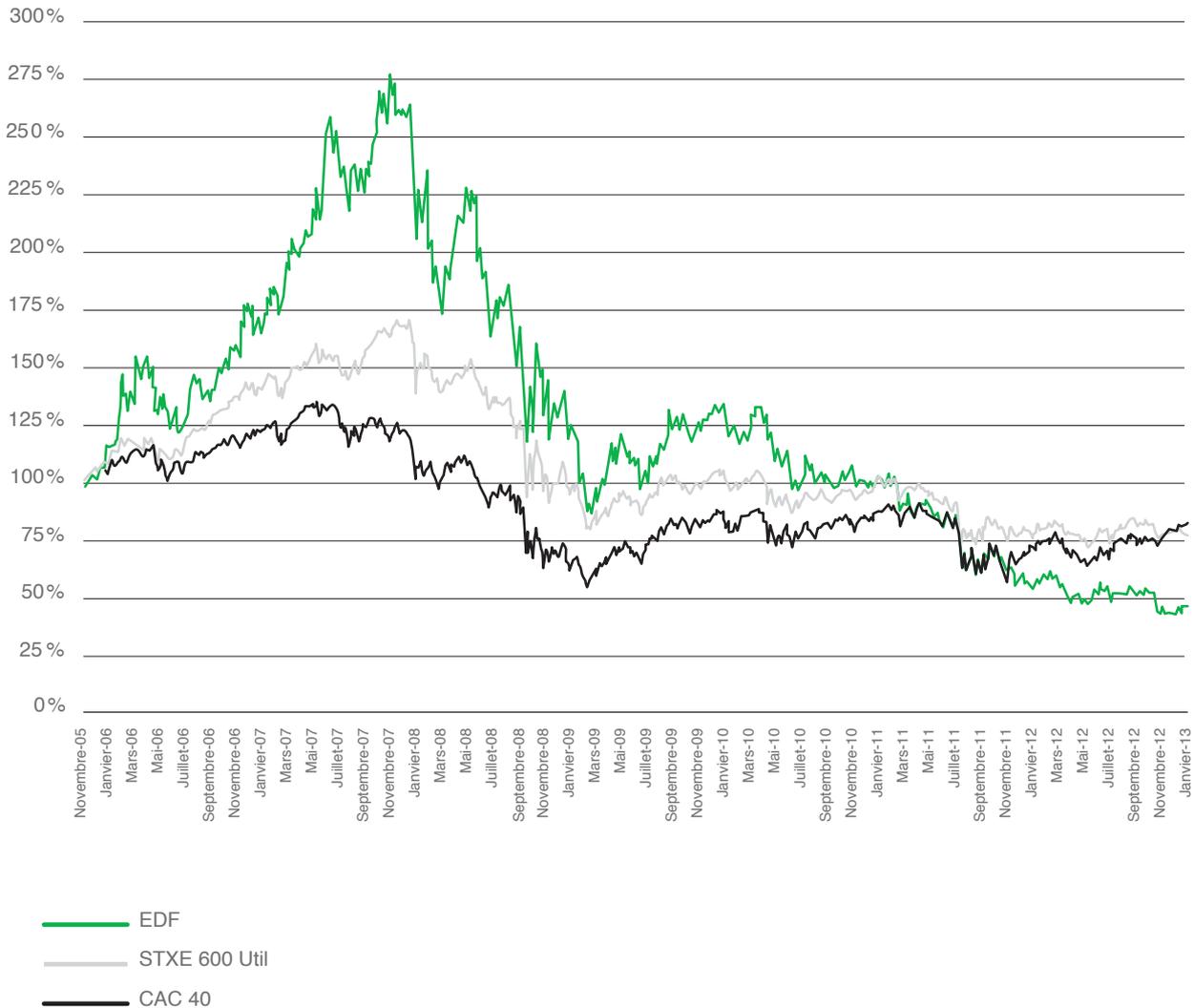
Aucune réallocation d'actions à d'autres objectifs du programme de rachat n'a été réalisée en 2012.

1. Fonds commun de placement d'entreprise investi en actions EDF.

1.12.1.5 Évolution du cours de l'action¹

Depuis sa première cotation le 21 novembre 2005 et jusqu'au 31 janvier 2013, le titre EDF, intégré au sein de l'indice CAC 40, a évolué de la façon suivante :

Cours de l'action EDF depuis l'introduction en Bourse jusqu'au 31 janvier 2013



Entre le 2 janvier 2012 et le 31 janvier 2013, l'action EDF enregistre un recul de 24,8 %, l'indice Euro Stoxx Utility étant en baisse de 3,4 % et le CAC 40 en hausse de 18,1 %.

Au 31 janvier 2013, le cours de clôture de l'action EDF est de 14,145 euros (19,240 euros au 2 janvier 2012). Au cours de la période, son cours de clôture le plus bas a été de 13,66 euros le 6 décembre 2012, et son cours de clôture le plus haut de 19,60 euros le 2 mars 2012.

La capitalisation boursière d'EDF s'élève à 26,152 milliards d'euros au 31 janvier 2013.

1. Source: Bloomberg.

1.12.1.6 Autorisations d'émission

Le tableau ci-dessous présente, de façon synthétique, les délégations, en vigueur au 31 décembre 2012, accordées par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 au Conseil d'administration pour augmenter ou réduire le capital social, et leur utilisation à cette date :

Titres concernés/type d'émission	Durée ⁽¹⁾ de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation de capital (en millions d'euros)	Utilisation des autorisations (en millions d'euros)
Délégation de compétence au conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au conseil pour procéder à des offres par placement privé ⁽³⁾ avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45 ⁽²⁾	néant
Autorisation du conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	15 % du montant de l'émission initiale	néant
Délégation de compétence au conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 24 juillet 2014	1 000	néant
Délégation de compétence au conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une OPE initiée par la Société	26 mois 24 juillet 2014	45 ⁽²⁾	néant
Autorisation du conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature ⁽⁴⁾	26 mois 24 juillet 2014	10 % du capital de la Société dans la limite de 45 ⁽²⁾	néant
Délégation de pouvoirs au conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne Émissions réservées au personnel	26 mois 24 juillet 2014	10	néant
Autorisation du conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 24 juillet 2014	10 % du capital par périodes de 24 mois	néant

(1) À compter du 24 mai 2012, date de l'Assemblée générale mixte.

(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 45 millions d'euros s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

1.12.1.7 Périmètre de consolidation

La liste des sociétés consolidées figure en annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2012.

1.12.2 Règles applicables aux modifications statutaires

Conformément aux dispositions du Code de commerce et à l'article 20-4 des statuts, l'Assemblée générale extraordinaire est seule habilitée à modifier les statuts dans toutes leurs dispositions.

Elle ne peut, toutefois, augmenter les engagements des actionnaires, sous réserve des opérations résultant d'un regroupement d'actions régulièrement effectuées.

Sous réserve des dispositions légales applicables aux augmentations de capital réalisées par incorporation de réserves, bénéfices, ou primes d'émission, elle ne délibère valablement que si les actionnaires présents, représentés ou ayant voté par correspondance possèdent au moins, sur première convocation le quart, et, sur deuxième convocation, le cinquième des actions ayant droit de vote. À défaut de ce dernier quorum, la deuxième assemblée peut être prorogée à une date postérieure de deux mois au plus à celle à laquelle elle avait été convoquée.

Sous la même réserve, elle statue à la majorité des deux tiers des voix des actionnaires présents, représentés ou ayant voté par correspondance.

1.13 Gouvernance d'entreprise

La gouvernance d'entreprise est décrite de manière détaillée dans le chapitre 16 du document de référence 2012.

1.13.1 Conseil d'administration

Au cours de l'exercice 2012, le Conseil d'administration s'est réuni 9 fois et 27 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Le Conseil s'est également réuni une fois en séminaire stratégique.

Le taux moyen de participation aux séances du Conseil est de 89,5 % en 2012.

1.13.1.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi relative à la démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983, le Conseil d'administration de la Société est composé de 18 membres dont un tiers est élu par les salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

Le Conseil d'administration compte désormais 4 femmes sur les 18 membres qui le constituent, soit une proportion de 22,2 % par rapport à l'ensemble du Conseil.

Au 31 décembre 2012, les administrateurs composant le Conseil d'administration¹ sont, par collège :

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires

Henri Proglio

Né le 29 juin 1949
Président-Directeur Général d'EDF depuis novembre 2009
Président des Conseils d'administration d'Edison et d'EDF Energy Holdings
Président des Conseils d'administration de la Fondation EDF et de l'association Electra

Administrateur d'EDF Énergies Nouvelles
Administrateur d'EDF International (SAS)

Administrateur de CNP Assurances, Dassault Aviation, Fomento di Construcciones y Contratas, Natixis, South Stream Transport BV (Pays-Bas) et South Stream Transport AG (Suisse)

Vice-président du Comité stratégique de l'énergie nucléaire

Membre du Comité de l'énergie atomique, du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire et du Comité national des secteurs d'activités d'importance vitale

Administrateur de la Fondation européenne pour les énergies de demain

Administrateur d'EDF depuis septembre 2004

Philippe Crouzet

Né le 18 octobre 1956
Président du Directoire de Vallourec
Administrateur d'EDF depuis novembre 2009

Mireille Faugère

Née le 12 août 1956
Directrice Générale de l'Assistance publique – Hôpitaux de Paris
Administratrice d'Essilor International et de la Fondation L'Oréal
Vice-présidente du bureau de l'Association HEC
Administratrice d'EDF depuis novembre 2009

Michael Jay

Né le 19 juin 1946
Membre indépendant de la Chambre des Lords du Royaume-Uni, Président de la Commission des nominations de la Chambre des Lords et membre du sous-comité des Affaires étrangères, défense et développement du Comité Union européenne de ladite Chambre
Administrateur de Associated British Foods, Candover Investments et Valeo
Président de Merlin (ONG médicale internationale)
Administrateur d'EDF depuis novembre 2009

Bruno Lafont

Né le 8 juin 1956
Président-Directeur Général de Lafarge
Administrateur d'Arcelor-Mittal et de Lafarge Shui On Cement
Membre de HEC Advisory Board
Conseiller du maire de Chongqing (Chine)
Administrateur d'EDF depuis mai 2008

Pierre Mariani

Né le 6 avril 1956
Président du Conseil d'administration de Dexia Asset Management
Managing Director et Chief Executive Officer de la société de conseil Pierre Mariani Consulting
Administrateur de l'Établissement public de la Réunion des Musées Nationaux et du Grand Palais
Administrateur d'EDF depuis novembre 2009

Administrateurs représentant l'État nommés par décret

David Azéma

Né le 22 novembre 1960
Commissaire aux participations de l'État rattaché au Ministre de l'Économie et des Finances et au Ministre du Redressement productif
Administrateur d'Air France-KLM, du Fonds stratégique d'investissement et de Renault
Membre du Conseil de surveillance d'AREVA
Membre du Comité scientifique de La Fabrique de la Cité
Administrateur d'EDF depuis le 9 novembre 2012

Julien Dubertret

Né le 9 juin 1966
Directeur du budget rattaché au ministre délégué auprès du Ministre de l'Économie et des Finances, chargé du budget
Administrateur de SNCF
Administrateur d'EDF depuis juin 2011

Yannick d'Escatha

Né le 18 mars 1948
Président du Centre national d'études spatiales (CNES)
Président du Conseil d'administration de l'Université de technologie de Troyes
Représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation
Administrateur de Thales
Membre de l'Académie des technologies
Administrateur d'EDF depuis novembre 2004

Marie-Christine Lepetit

Née le 27 août 1961
Chef du service de l'Inspection générale des finances au ministère de l'économie et des finances
Administratrice d'EDF depuis le 7 mai 2012

1. Section 14.1 du document de référence 2012.

François Loos

Né le 24 décembre 1953
Président-Directeur Général de l'ADEME
Membre du Conseil de Surveillance d'Euler Hermes
Administrateur d'Atesys, de la Caisse du Crédit Mutuel de Zinsel du Nord, d'Alsace Amorçage, d'Alsace Création, de l'Agence de l'Investissement International, de GSE et d'Oseo Région
Administrateur d'EDF depuis le 13 février 2012

Pierre Sellal

Né le 13 février 1952
Secrétaire Général du ministère des affaires étrangères
Membre du Conseil de surveillance d'AREVA
Membre du Comité de l'énergie atomique et du Haut Conseil de l'Institut du monde arabe
Administrateur de l'École nationale d'administration, de l'Audiovisuel extérieur de la France, de l'Institut Français, de l'Agence nationale des titres sécurisés, de la Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art et de l'Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires
Administrateur d'EDF depuis avril 2009

Administrateurs élus par les salariés

Christine Chabauty

Née le 19 juillet 1971
Attachée commerciale Grands Comptes à la Direction Commerce d'EDF
Conseiller prud'homal
Administratrice d'EDF depuis novembre 2009, parrainée par la CGT

Alexandre Grillat

Né le 8 décembre 1971
Chargé de mission auprès du Directeur d'ERDF en Alsace Franche-Comté
Administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CFE-CGC

Philippe Maïssa

Né le 21 novembre 1949
Ingénieur au Centre d'Ingénierie Thermique d'EDF
Administrateur d'EDF depuis novembre 2009, parrainé par la CGT

Marie-Hélène Meyling

Née le 30 octobre 1960
Attachée à la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading d'EDF
Administratrice d'EDF depuis septembre 2011, parrainée par la CFDT

Jean-Paul Rignac

Né le 13 mai 1962
Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF
Administrateur d'EDF depuis novembre 2007, parrainé par la CGT

Maxime Villota

Né le 25 novembre 1959
Coordinateur politique achats à la mission Finances et relations industrielles au centre nucléaire de production d'électricité de Tricastin
Administrateur d'EDF depuis décembre 2006, parrainé par la CGT

Les nominations suivantes ont eu lieu en cours d'exercice :

Par décret du 13 février 2012, **François Loos**, Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), a été nommé membre du Conseil d'administration d'EDF, en qualité de représentant de l'État, en remplacement de Philippe Van de Maele.

Par décret du 7 mai 2012, **Marie-Christine Lepetit**, Chef du service de l'inspection générale des finances, a été nommée membre du Conseil d'administration d'EDF, en qualité de représentant de l'État, en remplacement de Pierre-Marie Abadie. Par ailleurs, le Conseil d'administration, lors de sa

séance du 24 mai 2012, a nommé Mme Lepetit, membre du Comité de la stratégie, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité d'éthique.

Par décret du 9 novembre 2012, **David Azéma**, Commissaire aux participations de l'État, a été nommé membre du Conseil d'administration d'EDF, en qualité de représentant de l'État, en remplacement de Jean-Dominique Comolli. Par ailleurs, le Conseil d'administration, lors de sa séance du 22 novembre 2012, a nommé M. Azéma membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations.

Le décret n°2012-406 du 23 mars 2012 a institué un commissaire du Gouvernement au Conseil d'administration de la Société. Le commissaire du Gouvernement assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'administration et de ses Comités. Il peut présenter des observations à l'Assemblée générale.

Par arrêté du 15 juin 2012, **Pierre-Marie Abadie**, Directeur de l'énergie à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) rattaché au Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, a été nommé commissaire du Gouvernement auprès d'EDF.

Par ailleurs, les administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2012 sont :

Pierre-Marie Abadie

Administrateur d'EDF d'août 2007 à mai 2012, remplacé par Marie-Christine Lepetit le 7 mai 2012

Jean-Dominique Comolli

Administrateur d'EDF de septembre 2010 à novembre 2012, remplacé par David Azéma le 9 novembre 2012

Philippe Van de Maele

Administrateur d'EDF de novembre 2009 à février 2012, remplacé par François Loos le 13 février 2012

1.13.1.2 Les comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq comités spécialisés, dont les membres sont des administrateurs choisis par le Conseil. Ces comités sont les suivants :

Le Comité d'audit

Le Comité d'audit est présidé par M. Pierre Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du Comité sont MM. David Azéma et Yannick d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling, MM. Alexandre Grillat et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont Mme Marie-Christine Lepetit et M. Yannick d'Escatha, administrateurs représentant l'État ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Henri Proglio, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, Mme Marie-Christine Lepetit, MM. David Azéma et Pierre Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling, MM. Alexandre Grillat et Jean-Paul Rignac, administrateurs élus par les salariés.

Le Président invite, depuis 2010, aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres afin d'impliquer encore davantage le Conseil d'administration dans le débat stratégique.

Le Comité d'éthique

Le Comité d'éthique est présidé par Mme Mireille Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres sont Mme Marie-Christine Lepetit, administratrice représentant l'État, ainsi que Mmes Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling, MM. Philippe Maïssa et Alexandre Grillat, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF et M. David Azéma, administrateur représentant l'État.

1.13.2 Rémunérations des mandataires sociaux

Les tableaux ci-après font apparaître les rémunérations et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2012 aux mandataires sociaux d'EDF (Président-Directeur Général et administrateurs), par EDF et les sociétés qu'elle contrôle au 31 décembre 2012.

Tableau récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social

Le tableau ci-dessous récapitule les rémunérations versées au Président-Directeur Général au cours de l'exercice 2012.

Compte tenu des dispositions du décret du 26 juillet 2012 et de la lettre précitée du Ministre, le Comité des nominations et rémunérations proposera aux Ministres concernés pour approbation et/ou modification, puis au Conseil d'administration, les modalités de mise en œuvre de ce nouveau dispositif et les ajustements à opérer sur la rémunération 2012.

Exercice 2012	Montants versés au cours de l'exercice (en euros)
Henri Proglio, Président-Directeur Général	
Rémunération fixe	1 000 000
Rémunération variable	588 000 ⁽¹⁾
Rémunération exceptionnelle	néant
Jetons de présence	n.a.
Avantages en nature ⁽²⁾	5 007
TOTAL	1 593 007

(1) Ce montant correspond à la part variable relative à l'exercice 2011 versée en 2012.

(2) Ces avantages consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction et l'avantage en nature énergie.

n.a. : non applicable

1.13.2.1 Rémunération du Président-Directeur Général

En application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953 et de l'article L. 225-47 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations approuvée par le Ministre en charge de l'Économie et le Ministre en charge de l'Énergie.

Un décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 est venu plafonner à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général. Par une lettre de décembre 2012, le Ministre en charge de l'Économie a demandé à EDF l'application du décret à compter rétroactivement du 1^{er} octobre 2012.

Détail des éléments de rémunération

Henri Proglio ne perçoit pas de jetons de présence au titre de ses mandats de Président du Conseil d'administration et administrateur d'EDF. Il ne perçoit par ailleurs aucun jeton de présence au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au dirigeant mandataire social en 2012 et aucune option n'a été exercée par lui au cours de l'exercice. De même, aucune action de performance n'a été attribuée au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé et aucune action de performance n'est devenue disponible.

Par ailleurs, M. Henri Proglio ne bénéficie pas de régime spécifique de retraite de la part d'EDF et n'a reçu aucune prime d'arrivée, ni ne bénéficie d'une indemnité liée à la cessation de ses fonctions au sein de la Société. M. Henri Proglio n'a pas non plus conclu de contrat de travail avec la Société.

1.13.2.2 Rémunération des administrateurs

Il est précisé que le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jeton de présence et que les administrateurs représentant l'État ainsi que ceux représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur. Le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe des jetons de présence à allouer aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration. Depuis 2005, le montant des jetons de présence versés dépendait uniquement de l'assiduité aux séances du Conseil d'administration et au sein des Comités spécialisés.

L'Assemblée générale du 24 mai 2011, sur proposition du Conseil d'administration, a approuvé un montant de 200 000 euros pour l'enveloppe annuelle des jetons de présence pour l'exercice 2011 et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à ce qu'une nouvelle résolution lui soit proposée. Ce montant se compose d'une part fixe et d'une part variable de 100 000 euros chacune.

Le Conseil d'administration du 22 juin 2011, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, a modifié les règles de répartition des jetons de présence et a décidé, à compter de l'exercice 2011, de répartir le montant total de cette enveloppe de la manière suivante :

- la part fixe de 100 000 euros est partagée de manière égale entre l'ensemble des administrateurs, soit un montant de 20 000 euros chacun ;
- la part variable de 100 000 euros est répartie entre les administrateurs par application d'un coefficient variable selon le type de réunion (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou président de Comité) :
 - un coefficient 2 pour la présence à une séance du Conseil d'administration,
 - un coefficient 2 pour la présence d'un Président à une réunion de Comité,
 - un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité.

La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient.

Les montants versés au cours d'un exercice correspondent aux jetons de présence attribués au titre du premier semestre de cet exercice (50 % de la part fixe) et au titre du second semestre de l'exercice précédent (50 % de la part fixe et 100 % de la part variable).

Tableau récapitulatif des jetons de présence versés aux administrateurs

Administrateurs	2012 ⁽¹⁾	2011 ⁽²⁾
Philippe Crouzet	39 355	32 000
Mireille Faugère	46 452	34 000
Michael Jay	36 129	29 000
Bruno Lafont	41 290	20 000
Pierre Mariani	36 774	32 000
Henri Proglio	-	-
TOTAL (EN EUROS)	200 000	147 000

(1) Au titre du second semestre 2011 et du premier semestre 2012.

(2) Au titre du second semestre 2010 et du premier semestre 2011.

1.13.2.3 Participation des mandataires sociaux dans le capital de la Société

Au 31 décembre 2012, les membres du Conseil d'administration de la Société détiennent un total de 1 213 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs :

	Nombre d'actions EDF
Henri Proglio ⁽¹⁾	51
Christine Chabauty ⁽²⁾	55
Philippe Crouzet ⁽¹⁾	200
Mireille Faugère ⁽¹⁾	106
Alexandre Grillat ⁽²⁾	355
Michael Jay ⁽¹⁾	200
Bruno Lafont ⁽¹⁾	150
Philippe Maïssa ⁽¹⁾	39
Pierre Mariani ⁽¹⁾	1
Marie-Hélène Meyling ⁽¹⁾	28
Maxime Villota ⁽²⁾	28

(1) Actions détenues en propre.

(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

M^{me} Lepetit, MM. Azéma, Dubertret, d'Escatha, Loos, Rignac et Sellal ne détiennent aucune action EDF au 31 décembre 2012.

1.13.3 Organes de Direction

1.13.3.1 Comité exécutif

À fin 2012, le Comité exécutif du groupe EDF réunit autour de Henri Proglio, Président-Directeur Général, Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Délégué Commerce, Optimisation, Trading et SEI, Marianne Laigneau, Directeur des Ressources Humaines Groupe, Pierre Lederer, Conseiller spécial du Président, Hervé Machenaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie, Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances, Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy, Alain Tchernonog, Secrétaire Général. Denis Lépée, Conseiller du Président, est Secrétaire du Comité exécutif.

1.13.3.2 Comité de Direction

Autour de Henri Proglio, le Comité de Direction Groupe est constitué de l'ensemble des membres du Comité exécutif du Groupe et de : Michèle Bellon, Président du Directoire d'ERDF, Jean-Paul Bouttes, Directeur Stratégie et Prospective, Antoine Cahuzac, Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles, Catherine Gros, Directrice de la Communication, Philippe Huet, Directeur Délégué auprès du Secrétaire Général, Directeur des Risques et de l'Audit Groupe, Bruno Lescoeur, Directeur Délégué gaz et de l'Europe du Sud, Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles, Olivier Orsini, Directeur du Développement Amérique du Sud, Afrique, Moyen Orient, Communauté des États indépendants (CEI) et partenariats associés, Bernard Salha, Directeur Recherche et Développement, Éric Thomas, Directeur Juridique Groupe, Gérard Wolf, Directeur en charge des relations avec les institutions financières internationales à Washington. Denis Lépée est Secrétaire du Comité de direction et Alain Tchernonog préside ce comité en l'absence du Président-Directeur Général.

1.13.4 Rapport du président du Conseil d'administration en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce

Le rapport 2012 du Président établi en application de l'article L.225-37 du Code de commerce ainsi que le rapport des Commissaires aux comptes correspondant sont transmis au Conseil d'administration simultanément au rapport de gestion.

1.14 Autres informations

1.14.1 Comptes sociaux résumés d'EDF SA au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)

	2012	2011
Chiffre d'affaires net	44 106	41 950
Résultat d'exploitation	3 843	3 957
Résultat courant avant impôt	3 830	1 277
Résultat exceptionnel	196	197
Bénéfice net	3 566	1 118

1.14.2 Bénéfice net

Le compte de résultat 2012 est marqué par une croissance du chiffre d'affaires de plus de 5 % et par une diminution du résultat d'exploitation de près de 3 %. L'évolution du chiffre d'affaire concerne principalement les ventes d'électricité en France reflétant notamment l'effet climat ainsi que les augmentations des tarifs réglementés de juillet 2011 et 2012.

L'augmentation du bénéfice net de 2,5 milliards d'euros provient principalement du résultat financier qui s'améliore de 2,7 milliards d'euros du fait pour l'essentiel de dividendes reçus et de reprises nettes pour dépréciations d'actifs financiers – en particulier d'actifs dédiés – supérieurs ainsi que du produit de 629 millions d'euros en 2012 au titre des coûts de portage passés cumulés de la CSPE.

1.14.3 Affectation des résultats

La politique de distribution des dividendes est définie par le Conseil d'administration. Elle dépend des résultats et de la situation financière de la Société, et prend en compte les politiques de distribution de dividendes des principales sociétés françaises et des entreprises internationales du secteur. Les dividendes versés au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action ⁽¹⁾	Dividende total distribué (déduction faite des actions autodétenues)
2009	1 848 866 662	1,15 €	2 111 146 365,85 € ⁽²⁾
2010	1 848 866 662	1,15 €	2 122 291 972,68 € ⁽³⁾
2011	1 848 866 662	1,15 €	2 124 757 978,20 € ⁽⁴⁾

(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.

100 % du dividende est éligible à la réfaction de 40 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des Impôts.

1.14.4 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

	2012	2011	2010	2009	2008
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en millions d'euros)	924	924	924	924	911
Dotations en capital (en millions d'euros)	-	-	-	-	-
Nombre d'actions ordinaires existantes	1 848 866 662	1 848 866 662	1 848 866 662	1 848 866 662	1 822 171 090
Nombre d'actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes	-	-	-	-	-
Nombre maximal d'actions futures à créer	-	-	-	-	-
par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
par exercice de droit de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultats de l'exercice (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	44 106	41 950	40 906	38 895	39 003
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	7 978	5 417	4 906	4 531	3 842
Impôts sur les bénéfices	460	356	660	402	(346)
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	3 566	1 118	1 492	4 580	867
Résultat distribué		2 125 ⁽¹⁾	2 122 ⁽¹⁾	2 111 ⁽¹⁾	2 328 ⁽¹⁾
Acompte sur résultat distribué	1 053	1 053	1 054	1 002	1 164
Résultats par actions (euro/action)					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	4,07	2,74	2,30	2,23	2,30
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1,93	0,60	0,81	2,48	0,48
Dividende attribué à chaque action		1,15 ⁽¹⁾	1,15 ⁽¹⁾	1,15 ⁽¹⁾	1,28 ⁽¹⁾
Acompte dividende attribué à chaque action	0,57	0,57	0,57	0,55	0,64
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	64 303	62 479	60 380	59 837	59 131
Montant de la masse salariale de l'exercice (en millions d'euros)	3 687	3 600	3 377	3 265	3 178
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) (en millions d'euros)	2 551	2 161	2 125	2 025	1 917

(1) Y compris acompte versé.

1.14.5 Règlements fournisseurs

Depuis le 1^{er} décembre 2008, la société EDF applique les dispositions de la loi LME¹ en réglant ses fournisseurs à 60 jours date d'émission de la facture. Les dettes fournisseurs hors factures non parvenues d'EDF SA s'élèvent à 3 134 millions d'euros et se répartissent ainsi :

- dettes fournisseurs échus : 29 millions d'euros (moins de 1 %) ;
- fournisseurs à payer ayant une échéance inférieure ou égale à 60 jours : 3 034 millions d'euros (97 %) ;

- fournisseurs à payer ayant une échéance supérieure à 60 jours : 71 millions d'euros (2 %).

Les dettes fournisseurs ayant une échéance supérieure à 60 jours sont liées, pour l'essentiel, à des contrats relatifs aux activités nucléaires négociés avant le 1^{er} janvier 2009 et n'ayant pas donné lieu à renégociation et, dans une moindre proportion, à des contrats qui n'entrent pas dans le champ d'application de la LME car relatifs à des activités hors métropole.

1. Loi de modernisation de l'économie.

La section 2 du présent rapport constitue la réponse du groupe EDF aux obligations portées par le décret d'application n°2012-557 de la loi Grenelle 2, lequel oblige les entreprises à exposer les actions qu'elles mènent et les orientations qu'elles engagent pour prendre en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et remplir leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable :

- Section 2.2 Informations environnementales (pages 169-181)
- Section 2.3 Informations sociétales (pages 182-188)
- Section 2.4 Informations sociales (pages 188-195)

Cette information est indissociable du tableau de synthèse des indicateurs de développement durable du groupe EDF, publié en pages 196-203.

➤ 2. Responsabilité d'entreprise

Fort de ses valeurs de respect, de responsabilité et de solidarité au service de la performance dans une exigence d'intégrité, le groupe EDF met en œuvre, depuis sa création, une stratégie tournée vers l'intérêt général et fondée sur une démarche de responsabilité d'entreprise.

Cette démarche se manifeste notamment à travers la recherche permanente de la sécurité des personnes et de la sûreté des installations industrielles, tout en contribuant à la sécurité d'un approvisionnement électrique de qualité et compétitif, proposé dans chaque pays où le Groupe opère.

Les politiques du groupe EDF s'inscrivent dans cette démarche de responsabilité d'entreprise :

- la stratégie du Groupe à l'horizon 2020, présentée lors de l'Assemblée générale de 2011 ;
- la politique de développement durable de niveau Groupe, signée en 2009, par toutes les sociétés du Groupe, se décline elle-même en politique environnementale, sociétale, et de gouvernance ;
- une démarche globale en matière de Ressources Humaines et dans le domaine social baptisée Vision RH ; elle se décline en des politiques groupe (diversité, égalité professionnelle, handicap...) et à travers un accord mondial de Responsabilité Sociale de l'Entreprise signé avec les organisations syndicales de 16 sociétés du Groupe ;
- une charte éthique Groupe en cours de déploiement, qui vient succéder au memento éthique mis en place par EDF en 2007.

2.1 Démarche de développement durable

La politique du groupe EDF en matière environnementale et sociétale est adossée aux principes du Pacte mondial des Nations Unies (adhésion en 2001). Le Groupe a formalisé son action dans une politique de développement durable, qui, en s'appuyant sur la démarche éthique d'EDF, répond aux grands enjeux du Groupe. Elle se traduit par une politique environnementale axée sur la lutte contre le changement climatique et la protection de la biodiversité, ainsi qu'une politique sociétale privilégiant l'accès à l'énergie, la responsabilité territoriale et l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie.

2.1.1 Pilotage du développement durable

La gouvernance du développement durable s'articule autour des organisations, systèmes et instances de pilotage suivants :

- une **Direction du développement durable** dont la mission est de coordonner et accompagner les directions d'EDF et les sociétés du Groupe

dans la réalisation des engagements de la politique de développement durable et d'en assurer le reporting.

La Direction du développement durable a défini quatre grands axes d'action : le dialogue avec les parties prenantes, l'économie verte et solidaire (financement du modèle économique et intégration de la dimension développement durable dans tous les métiers), le développement durable dans les projets et le management du développement durable (animation Groupe) ;

- un **système de management environnemental** (SME) déployé dans toutes les entités (§ 2.2.1.1) ;
- un **Comité de développement durable Groupe** (*Group Sustainable Development Committee*), créé fin 2008, qui réunit les responsables du développement durable des principales filiales, participations et directions du Groupe. Dans le respect des règles d'autonomie des entités du Groupe, il a pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique développement durable du Groupe, de coordonner les actions dans le cadre de la certification ISO 14001 Groupe et de favoriser le partage d'expériences et de bonnes pratiques entre les sociétés et entités qui le composent. En 2012, il s'est réuni 3 fois pour suivre l'avancement de la charte éthique de niveau Groupe, examiner les conditions d'un dialogue renforcé des sociétés du Groupe avec leurs parties prenantes, évaluer les conditions d'acceptabilité des installations industrielles de ces filiales, participations et directions, étudier la pertinence de l'actuelle politique développement durable du Groupe au regard des nouvelles données environnementales et sociétales mondiales, engager une réflexion sur la mise en place d'engagements de responsabilité d'entreprise communs aux filiales, participations et directions du Groupe, et débattre des enjeux d'une politique biomasse ;
- un **criblage des projets** au travers du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG). Les projets d'investissements les plus importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en Comité des engagements du Comité exécutif, à une évaluation au regard de leur exposition aux risques de « non-réalisation d'engagements de développement durable ».

2.1.2 Formation des managers et des salariés au développement durable

EDF s'est engagé dans un programme de sensibilisation et de prise en compte des enjeux du développement durable pour ses managers et ses salariés, via :

- un système d'intégration des enjeux du développement durable dans la conduite de projets. Depuis avril 2012, le référentiel management de projet a été mis à jour pour mieux prendre en compte la dimension développement durable et le suivi des investissements. Il intègre désormais le développement durable et la performance économique dans toutes leurs dimensions : analyse du cycle de vie environnemental

du projet, contribution au développement économique local, suivi des investissements, intégration de clauses sociales dans les contrats d'achats, conformité aux actions de concertation réglementaires. Réalisé avec les directions et les sociétés, il sera déployé sur l'ensemble du groupe en 2013.

Il s'accompagne d'un outil d'aide au diagnostic territorial, de sessions de formation adaptées, de la mise à disposition d'une cartographie des parties prenantes et de la méthodologie Durabilis, outils qui les aident à élaborer des plans d'action développement durable et les incitent à identifier les parties prenantes concernées par leur projet, les conséquences du projet sur l'emploi local, la création de valeur sur un territoire, la sécurisation des conditions de travail, l'utilisation raisonnée des ressources locales, les impacts sur la biodiversité. Testée à l'échelle du Groupe en 2011 (EDF Energy, EDF Énergies Nouvelles, EDF...), la méthodologie Durabilis a été déployée en 2012 par les directions métiers d'EDF dans le cadre du programme « améliorer la réussite des projets ».

Une communauté management de projet est en cours de création pour animer un réseau de chefs de projet;

- la mise en place sur deux jours d'un module de formation obligatoire « Les fondamentaux de la Direction Commerce » pour tout nouvel arrivant, qui intègre les nouveaux contextes réglementaires, les enjeux de performance énergétique et les dangers du produit électricité;
- une Académie « Savoirs communs », où tous les nouveaux arrivants de la Division du parc nucléaire reçoivent une formation sur la certification ISO 14001, la gestion des déchets industriels et nucléaires et l'éthique;
- des Académies spécifiques aux métiers de la production, qui intègrent des modules environnement (ex : amibes et légionelles, réglementation environnementale pour les ingénieurs);
- des journées thématiques (Workshop sociétal en janvier 2012 ayant permis de sensibiliser 80 chefs de projets à la prise en compte des attentes des parties prenantes; Journée de l'éco-conception à destination des délégués développement durable de l'ingénierie pour renforcer l'intégration de l'éco-conception dans les projets industriels);
- l'édition de guides méthodologiques sur la prise en compte de la biodiversité dans les métiers opérationnels (hydraulique et gestion des bâtiments en 2011, nucléaire et réseaux en 2012);
- l'introduction depuis 3 ans d'un volet « achats responsables » dans le stage de formation au métier d'acheteur suivi par tout nouvel arrivant (1 435 heures dispensées en 2012) et la mise en place d'une formation spécifique de 2 jours « Achats et développement durable » (1 000 heures dispensées depuis 2010);
- la tenue de conférences « Villes durables », qui permettent aux équipes en charge de la stratégie, des relations aux collectivités territoriales, de la recherche et du développement durable de partager les retours d'expériences d'urbanistes, d'architectes, de sociétés d'aménagement du territoire, de maires, d'experts ministériels ou d'instituts de recherche. Quatre conférences ont eu lieu en 2012 sur les initiatives portées par la ville de Malmö en Suède, la mixité dans la ville, les mutations et la biodiversité urbaines;
- le lancement en mai 2012 d'une « Communauté développement durable » sur le site intranet d'EDF, qui favorise les échanges de bonnes pratiques initiées par les directions métiers et sensibilise les salariés aux mutations de leur environnement (40 000 pages vues);
- la proposition aux salariés de l'entreprise, via le dispositif « Wattitude » sur intranet, d'offres et de produits à tarif préférentiel pour réduire leurs consommations personnelles d'énergie et leur empreinte carbone, accompagnées d'un programme pédagogique de sensibilisation aux gestes éco-responsables dans leur vie privée;
- l'intégration de critères développement durable dans le calcul de l'intéressement du personnel (deux critères sur cinq au total: taux de valorisation des déchets dont EDF est responsable et taux de salariés ayant suivi au moins une action de formation dans l'année; l'atteinte de ces objectifs entre à hauteur de 40 % dans l'intéressement des salariés).

Par ailleurs, un module « environnement » a été intégré dans la formation des prestataires du nucléaire.

En 2012, EDF et ERDF ont mis l'accent sur la sensibilisation des salariés à la réduction des déchets industriels, en lançant le concours inter-métiers « Ça déborde, à vous de jouer ». Objectif : repérer les pratiques innovantes qui produisent moins de déchets à la source et les faire partager en vue de les industrialiser. Cette opération compte parmi les 35 initiatives de l'entreprise labellisées par l'Ademe dans le cadre de la 4^e édition de la Semaine européenne de réduction des déchets (17-25 novembre 2012). Plus de 130 équipes ont déposé leur dossier autour de quatre thématiques : réduction de la quantité des déchets, réduction de leur dangerosité, optimisation de la gestion des déchets de chantier et réduction des déchets de bureau. Le concours s'est accompagné d'une journée nationale inter-métiers, consacrée à la prévention et l'optimisation des déchets conventionnels.

Au **Royaume-Uni**, tous les salariés d'EDF Energy suivent désormais une formation obligatoire sous forme d'e-learning (*Sustainable Steps*) qui leur présente les engagements de développement durable pris par l'entreprise. Plus de 6 400 salariés l'ont déjà suivie (41 % des effectifs). Dans son plan de carrière *Coaching for performance*, chacun d'entre eux doit définir une action en lien avec le développement durable, chaque action faisant l'objet d'un suivi managérial. En 2012, 76 % des salariés ont formalisé une action. Initiée en 2011, la formation des dirigeants dédiée à l'intégration du développement durable dans leurs critères de décision et à l'évaluation des opportunités qu'elle offre le développement durable dans leur modèle d'affaire s'est poursuivie avec l'Université de Cambridge (73 dirigeants formés en 2012). Ce programme est désormais étendu aux salariés responsables de programmes liés à la responsabilité d'entreprise. Enfin, EDF Energy a mis en place le dispositif *Company Incentive Plan (CIP)*, qui intègre des critères d'intéressement des salariés fondés sur la tenue des engagements de performance économique, environnementale et sociale de l'entreprise.

2.2 Informations environnementales

2.2.1 Politique environnementale

2.2.1.1 Organisation et certification ISO 14001

Le système de management environnemental (SME) est déployé dans les entités du Groupe. Il est organisé, à l'échelle du Groupe, de façon à coordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements environnementaux de la politique de développement durable du Groupe via une animation assurée par un Directoire et des groupes thématiques.

En 2011 et pour la troisième fois, AFNOR certification a renouvelé pour 3 ans la certification ISO 14001 Groupe, obtenue en 2002. Des sociétés du Groupe, certifiées ISO 14001, ambitionnent de rejoindre ce certificat Groupe en 2013.

En 2012, EDF, ses filiales et participations représentant 98 % du chiffre d'affaires consolidé sont certifiées ISO 14001.

En **France**, dans le cadre du fonctionnement du SME, EDF a structuré son approche dans un programme de management environnemental (PME).

Le programme validé lors de la revue du SME en Directoire environnemental du 21 mars 2012, vise à consolider les actions environnementales en vue d'atteindre les objectifs de la politique de développement durable d'EDF.

Les actions les plus significatives sont les suivantes :

- poursuivre la réduction des émissions de CO₂ du Groupe par l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire et par l'adaptation de son mix énergétique (développement des ENR et mise en service de nouvelles unités de production notamment des cycles combinés à gaz) ;
- limiter les impacts environnementaux notamment sur la biodiversité ;
- améliorer la gestion et la valorisation des déchets conventionnels ;
- passer au crible des critères de développement durable les projets d'investissement de développement et de maintenance des installations industrielles ;
- maintenir le bon niveau de sensibilisation du management et des salariés ;
- démontrer l'amélioration continue et les performances ;
- mieux valoriser les efforts des salariés à l'atteinte des résultats ;
- améliorer encore l'organisation assurant la conformité réglementaire des activités.

Au niveau **International**, lors de la revue annuelle du SME du 29 juin 2012, les membres du *Sustainable Development Committee* ont défini les grandes orientations suivantes :

- poursuivre la mise en place des plans d'actions d'adaptation au changement climatique décidés par chaque structure ;
- continuer l'intégration des sociétés certifiées dans le certificat ISO 14001 Groupe ;
- mettre en œuvre les engagements du Groupe dans le domaine de l'eau (cf. § 2.2.4.2) ;
- partager les éléments méthodologiques d'une empreinte carbone Groupe (bilan gaz à effet de serre).

2.2.1.2 Pilotage des risques environnementaux

La cartographie et le niveau de maîtrise des risques sont élaborés par la Direction Contrôle des Risques Groupe en relation avec l'ensemble des filiales et des entités du Groupe. Elle intègre dans son périmètre les risques environnementaux d'EDF.

Les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeux économiques et financiers, relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants :

- déploiement des actions d'efficacité énergétique et obtention des certificats associés ;
- impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ;
- préservation de la biodiversité ;
- gestion de la ressource en eau ;
- émissions de gaz à effet de serre.

Ces risques sont totalement intégrés au système de management environnemental (SME) d'EDF et font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la politique Développement Durable du Groupe.

Moyens consacrés à la prévention des risques et pollutions

Pour maîtriser ses risques d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel et/ou à la santé publique, EDF met en œuvre :

- des inspections et des audits sur les sites de production (cf. § 2.2.2.1 « sûreté nucléaire » et § 2.2.2.2 « sûreté hydraulique ») ;
- des exercices de crise. En 2012, 195 exercices (dont 12 exercices nationaux avec les pouvoirs publics français) ont été réalisés sur les 19 centrales du parc nucléaire français ;
- une politique active d'investissements ;

- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées.

Durant l'année 2012, il n'y a pas eu d'événement significatif majeur¹ sur l'environnement.

2.2.1.3 Incidents environnementaux

Chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise des exercices de crise correspondants, dispose de son dispositif de suivi et communique sur les événements environnementaux de sa responsabilité.

Ces événements d'importance mineure relèvent le plus souvent de problèmes rencontrés en exploitation tels que des déversements de faible volume et très localisés de produits hydrocarbures, des rejets de poussière dans l'air, une pollution historique de sols, une variation de débit réservé à l'aval d'ouvrages hydrauliques. Chaque événement est analysé individuellement et la revue globale du système de management certifié ISO 14001 permet de définir les actions correctives à lancer pour éviter leur renouvellement.

2.2.1.4 Recherche et développement dans le domaine environnemental

La R&D d'EDF, à travers ses actions d'anticipation de moyen et long termes, prépare l'avenir du Groupe et répond à ses enjeux environnementaux :

Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités (cf. § 1.5.2) :

- consolider un mix énergétique « décarboné » ;
- favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone ;
- adapter le système électrique aux nouveaux enjeux.

Principaux axes de travail 2012 sur le thème du développement durable :

- maîtrise de l'impact des installations nucléaires sur l'environnement :
i) intensification de la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de fonctionnement ; ii) nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire ;
- amélioration de la compétitivité et de la disponibilité des centrales nucléaires, avec pour objectif de produire autant d'électricité en consommant moins de combustible. À cet effet, des instrumentations innovantes ont été développées en 2012 pour identifier les pertes d'énergie et de rendement dans les principaux circuits des centrales et pour évaluer les marges de puissance supplémentaires qui pourraient être dégagées en toute sûreté ;
- renforcement des investissements dans de nouveaux moyens d'essais pour accompagner les offres d'efficacité énergétique par la création en 2012 de deux nouveaux laboratoires (le premier dédié aux Bâtiments à Basse Consommation et le second aux nouvelles techniques d'éclairage) ;
- participation à cinq projets d'Instituts d'excellence dans les énergies décarbonées, dans le cadre des Investissements d'avenir :
 - L'institut photovoltaïque Ile-de-France (IPVF), qui vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché ;
 - France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer ;
 - SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés ;
 - Efficacity sur la ville durable et ;
 - Vedecom sur la mobilité électrique.

Par ailleurs, EDF est l'investisseur principal d'Electranova Capital ; voir détails au § 1.2.2.4.4.

1. Événement significatif majeur pour l'environnement : accident ou incident ayant des conséquences graves pour l'environnement (impact sur la santé humaine et/ou sur la biodiversité et/ou sur les ressources naturelles) ou des conséquences pour le Groupe : pénales, financières (réparation des dommages, règlement des contentieux) ou réputationnelles.

2.2.2 Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers

2.2.2.1 La sûreté nucléaire

Concernant l'exploitation des installations, la sûreté est la priorité du groupe EDF. Elle est prise en compte dès la conception des ouvrages, fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements.

En 2012, EDF a publié ses dispositions et engagements en matière de sûreté nucléaire dans un document unique qui formalise la politique de sûreté nucléaire du Groupe. Elle a été intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) qu'externes (*peer review* entre les entreprises membres de l'association WANO¹ et audits OSART² conduits par les experts de l'AIEA³).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN). Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES – *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés événements de niveau 0.

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la FARN a également été retenue par l'ASN, à la suite d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) réalisées par EDF.

En 2012, quatre bases opérationnelles (bases régionales de Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey) ont été déployées et des exercices de simulation ont été réalisés (réalimentation en eau, air et électricité).

Dans l'objectif de maintien d'un parc nucléaire performant et sûr, au-delà des 40 ans de fonctionnement, EDF met en œuvre le programme « Grand carénage » (rénovation en profondeur des installations nucléaires par le remplacement de gros composants). Ce programme vise notamment à améliorer les performances de sûreté nécessaires à l'obtention, par l'ASN et par l'État, des autorisations de poursuite de l'exploitation.

Au Royaume-Uni, l'*Office for Civil Nuclear Security* (OCNS, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

Aux États-Unis, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) contrôle la qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire. De plus, l'*Institute of Nuclear Power Operations* (l'INPO) qui réunit tous les exploitants nucléaires américains, réalise des évaluations et des analyses, avec pour objectif l'excellence dans l'exploitation.

Résultats 2012

Aucun incident lourd de sûreté ou rejet supérieur à la limite réglementaire n'est à déplorer en 2012.

Dans le parc français, le nombre d'Événements significatifs de sûreté (ESS) déclarés en 2012 à l'ASN (11,9 par réacteur) est en augmentation sensible (+16 %) par rapport à 2011, ainsi que le nombre d'événements classés au niveau 1 de l'échelle internationale INES (1,55 par réacteur). Si le niveau de transparence d'EDF doit être considéré comme bon, cette évolution, principalement due à une augmentation des événements affectant l'ensemble des activités de maintenance (+40 %), appelle une analyse approfondie et des actions correctives immédiates. Il faut également retenir la déclaration

d'un ESS de niveau 2 sur l'échelle INES, sans conséquence immédiate pour la sûreté, après la découverte, début 2012, de non-conformités affectant, depuis l'origine, les dispositifs « casse-siphons » de certaines piscines de stockage du combustible. Encourageant, le nombre d'arrêts automatiques réacteurs (AAR) atteint un niveau comparable (0,55) à celui de 2011, meilleure performance de l'histoire du parc, confirmant les progrès des années antérieures et l'atteinte des meilleurs standards internationaux. En 2012, 36 réacteurs n'ont pas connu d'AAR sur l'ensemble de l'année. La confirmation en 2012 du bon niveau atteint dans le domaine incendie (lutte, organisation, formation) est également à souligner, avec peu de départs de feu et aucun événement majeur sur ce plan.

Pour EDF Energy, le nombre d'ESS déclarés en 2012 baisse légèrement (4,6 par réacteur contre 4,7 en 2011), avec des pratiques de déclaration différentes au Royaume-Uni et en France, compte tenu des exigences des autorités de sûreté respectives. Plus comparable, le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1, est inférieur à celui de 2011 et du parc français (0,80 par réacteur).

Aux États-Unis, le nombre d'ESS déclarés en 2012 par CENG reste stable (près de 11 par tranche), avec des pratiques de déclaration différentes dans ce pays, l'INPO assurant le classement et l'analyse. Le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1 en 2012, est en légère hausse (0,8 par réacteur, versus 0,6 en 2011).

Les résultats détaillés 2012 sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur de la sûreté nucléaire et disponibles sur le site internet du rapport de développement durable (<http://rapport-dd.edf.com>, parution avril 2013).

2.2.2.2 La sûreté hydraulique

EDF exploite en France 435 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. Le parc hydraulique français affiche 69 ans d'âge moyen. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation.

En 2012, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant malgré trois événements EISH (événement important pour la sûreté hydraulique) classés « orange » survenus sur une unité de production et ayant abouti à la rupture de deux conduites forcées et d'une bêche de turbine, qui confirment la nécessité de maintenir l'effort sur le maintien du patrimoine ainsi que sur le renouvellement des compétences. Les principaux indicateurs continuent de progresser :

- bonne détection des événements significatifs sans caractère de gravité (ESSH 0) par les équipes de terrain (2 950 détectés en 2012, 2 472 en 2011);
- maintien des événements ayant eu des conséquences externes (ESSH > ou = 1) à un niveau similaire aux années précédentes (39 en 2012, 32 en 2010, 34 en 2009, après un passage à 22 en 2011, année de faible hydraulicité);
- réduction continue du nombre de sites, à l'aval des ouvrages, présentant un risque de criticité élevée par rapport aux variations de débit, qui passe de 114 en 2005 à 16 en 2012 (19 en 2011).

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée et la politique de maintenance à long terme a été actualisée en 2012.

Le programme de rénovation du patrimoine hydraulique « SuperHydro » (sûreté et performance du parc) est réalisé à 73 %. Avec près de 888 millions d'euros consacrés à la sûreté de 2007 à 2017, ce programme comporte 446 opérations, dont 367 concernent directement la sûreté. Fin 2012, 269 opérations de sûreté étaient réalisées.

1. *World Association of Nuclear Operators, Association des exploitants nucléaires mondiaux.*

2. *Operational Safety Review Team.*

3. *Agence Internationale de l'Énergie Atomique.*

Le programme récurrent de maintenance IPHE-S (Ingénierie du parc hydraulique en exploitation – volet sûreté) le complète sur le long terme. Dans ce cadre, des mesures d'actions immédiates de maintenance (dispositifs et moyens particuliers, DMP) ont été prises pour s'assurer que les marges de sûreté sont bien identifiées et les parades actives. À fin 2012, 664 DMP sont effectifs et suivis sur les 5 familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

Ces deux programmes sont renforcés par le projet « RenouvEau », dont l'objectif est d'améliorer tant la sûreté que la performance et la compétitivité du parc hydraulique. Les solutions développées visent à produire plus d'électricité hydraulique au meilleur moment, diminuer les indisponibilités du parc, augmenter sa rentabilité, tout en garantissant la sûreté et la sécurité au travail. Il sera déployé en 2013, après une phase de tests l'an passé sur des sites pilotes.

Face à l'obligation réglementaire demandée au propriétaire ou concessionnaire d'un barrage de réaliser des revues de sûreté (RS) et des études de danger (EDD), EDF a prévu d'élaborer 242 EDD d'ici 2014 et 152 RS d'ici 2017. Fin 2012, 67 RS et 175 EDD ont été réalisées ainsi que le prévoit le décret du 11 décembre 2007, dont l'ensemble des EDD des ouvrages de classe A (barrages dont la hauteur est supérieure ou égale à 20 mètres, soit 149 ouvrages pour le parc d'EDF).

Résultats pour EDF en France	Unité	2012	2011	2010
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction (TFA)	t	2 528	634	1 369
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte (F&MA)	m ³ /TWh	20,7	15,6	12,4
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue (H&MA)	m ³ /TWh	0,88	0,87	0,88
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 075	1 199	1 140

EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État français, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Depuis 2010, les capacités de recyclage conduisent à traiter près de 1 050 tonnes de combustible usé par an sur environ 1 200 tonnes de combustible consommé.

Par ailleurs, les programmes de recherche d'EDF sur les déchets nucléaires recouvrent :

- la caractérisation des déchets nucléaires, leur traitement éventuel, leur conditionnement en colis, puis de leur comportement à long terme en situation de stockage ;
- le comportement thermo-hydro-mécanique et chimique du stockage géologique de déchets de moyenne et haute activité à vie longue, ainsi que la sûreté à long terme de cet ouvrage ;
- le développement d'une vision de long terme, en lien avec les perspectives de développement des réacteurs de 4^e génération.

En 2012, la R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs européens du nucléaire, est à l'initiative de Nugenia. L'association regroupe 60 membres de 18 pays. EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques, accidents graves, cœur et performance des réacteurs, intégrité et vieillissement des composants, combustibles, déchets et démantèlement, design Génération III innovateur, avec également des enjeux transverses en

Pour en savoir plus, consultez le rapport 2012 de l'inspecteur sûreté hydraulique, disponible sur le site internet du rapport de développement durable (<http://rapport-dd.edf.com>, parution avril 2013).

2.2.3 Politique et gestion des déchets

2.2.3.1 Les déchets nucléaires

En France, les déchets radioactifs sont classés selon leur activité et leur durée de vie, selon la classification de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs). Ces déchets sont inventoriés et localisés ; les données sont publiques et actualisées régulièrement par l'ANDRA.

Les déchets radioactifs sont gérés selon quatre principes industriels : limiter les quantités, trier par nature de déchets, conditionner sous forme stable, isoler de l'homme et de l'environnement. Les déchets radioactifs sont produits en quantités limitées : 1 MWh d'électricité nucléaire (l'équivalent de la consommation mensuelle de 2 ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets radioactifs, dont 90 % de déchets à vie courte.

matière d'harmonisation de pratiques (principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles/évaluations non destructifs.

Les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2012 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007.

Au 31 décembre 2012, les provisions pour déconstruction et derniers cœurs s'élèvent à 20 979 millions d'euros et celles pour aval du cycle nucléaire à 19 525 millions d'euros. Le prix du kilowattheure intègre donc toutes les charges liées à cette responsabilité : le coût de gestion des déchets à vie longue ainsi que celui de la déconstruction des centrales et le conditionnement actuel des déchets.

La R&D et l'ANDRA poursuivent leur collaboration sur le comportement des colis de déchets en situation de stockage géologique et sur les modèles de simulation du comportement des roches hôte, l'argilite notamment.

Du fait de son parc nucléaire britannique majoritairement de technologie graphite gaz (RAG, réacteur avancé refroidi au gaz), EDF participe au projet européen Carbowaste sur la gestion du graphite issu de la déconstruction, aux côtés d'organismes de recherche allemands (FZJ), du CEA, de l'Université de Manchester et de l'ANDRA. Ce projet démarre en 2013 pour une durée de quatre ans.

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en catégories haute, moyenne ou faible activité (respectivement DHA, DMA et DFA) et traités de manière différenciée. Les déchets de moyenne activité sont stockés sur le site des centrales dans des installations dédiées et inspectés conformément aux exigences de sûreté. Les déchets de faible activité sont stockés sur le site des centrales jusqu'à préparation de leur expédition (pour traitement ou élimination). Ils font l'objet de surveillance et d'inspections régulières.

Résultats pour EDF Energy	Unité	2012	2011	2010
Uranium évacué	t	216	211	131
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m ³	698	608	498
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m ³	161	161	162

Aux **États-Unis**, le gouvernement fédéral ayant interdit le retraitement du combustible nucléaire usé, le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA), institué en 1982, a imposé à CENG de construire, par l'intermédiaire du Département de l'énergie (DOE), un stockage définitif pour le combustible usé et les déchets hautement radioactifs.

Résultats pour Constellation Energy Nuclear Group (CENG)	Unité	2012	2011	2010
Combustible nucléaire livré	t	46	48	34
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m ³	2 419	1 287	735

2.2.3.2 Gestion des effluents radioactifs

En **France**, la gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales nucléaires obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations (réaffirmée dans la politique environnementale du Groupe). La performance des centrales en termes de rejets radioactifs dépend tout autant de l'efficacité des systèmes de traitement des effluents que des pratiques d'exploitation.

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation font que les rejets radionucléides sous forme liquide par les CNPE (hors tritium et carbone 14) ont atteint un niveau « plancher » très bas depuis plusieurs années, après une diminution d'un facteur 100 en 15 ans. Ce résultat est le fruit des efforts accomplis sur la collecte, le tri et l'orientation des effluents à la source, l'augmentation des traitements par évaporation, la mise en œuvre de procédés de déminéralisation et l'optimisation du recyclage des effluents. Cette diminution des rejets ne s'est pas accompagnée d'un transfert vers les déchets puisque ces derniers ont également diminué sur la même période. Il en est de même pour les rejets de tritium, carbone 14 et autres substances chimiques.

De plus, des mesures réalisées dans l'environnement par l'exploitant permettent de vérifier l'absence d'impact du fonctionnement des installations.

Enfin, des campagnes de prélèvements et de mesures, effectuées par des laboratoires extérieurs et des universités, au titre du suivi radioécologique et hydrobiologique, viennent confirmer l'absence d'impact sur le long terme.

Au **Royaume-Uni**, les effluents radioactifs restent stables et dans les limites réglementaires en vigueur.

Le résultat des émissions atmosphériques et des rejets radioactifs est publié, pour EDF, EDF Energy et CENG, dans la synthèse des indicateurs environnementaux en annexe 1.

2.2.3.3 Les déchets industriels

Dans sa politique de développement durable, le groupe EDF rappelle qu'il agit de façon volontariste pour limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de management environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels privilégie leur réduction à la source, leur tri, leur valorisation et le recours en amont aux produits éco-conçus et aux éco-produits. Une démarche de progrès permanent fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit.

Résultat du groupe EDF (en tonnes)	2012	2011
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	253 412	251 908

En **France**, des schémas d'organisation de la gestion des déchets (SOGED) sont désormais mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance et associés à un retour d'expérience annuel piloté par les directions métiers. Sur 16 grands chantiers du parc nucléaire identifiés en 2012, 10 ont déjà fait l'objet d'un tel schéma et 100 % des chantiers de l'activité ingénierie nucléaire les ont mis en place.

Revisitée en mars 2012, la politique développement durable d'EDF a renforcé l'objectif de valorisation de l'ensemble des déchets valorisables, le portant de 75 % en 2011 à 85 % en 2012. Pour les années 2009, 2010, 2011 et 2012, le taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels issus de la production et de l'ingénierie (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisés) s'élève respectivement à 73,6 %, 79,6 %, 85,1 % et 86,8 %.

Dans les territoires d'outre-mer, où l'isolement et l'absence de filières locales constituent des freins au recyclage et à la valorisation de certains déchets, le taux de valorisation atteint les 84,5 %. Pour Saint-Pierre et Miquelon, 2012 a vu l'aboutissement de la mise en place d'une filière d'élimination des déchets (contrat Veolia Canada).

Le groupe d'animation et de gestion des déchets, rattaché au SME et associant ERDF, a organisé une deuxième journée inter-métiers sur la prévention et l'optimisation des déchets industriels, assortie au préalable d'un concours visant à encourager initiatives de terrain, partage de bonnes pratiques et synergies entre les métiers et les achats. Parmi les réalisations de 2012, le système de centrifugeuse associé à un bac tampon pour purger les réservoirs de fuel mis en place à la centrale thermique de Dirinon (permet de réduire les pertes de fuel sans plus avoir d'eaux hydrocarburées à traiter et évacuer) sera notamment étudié en vue d'un potentiel déploiement industriel.

Au **niveau international**, EDF Energy a pris cette année l'engagement de réduire ses déchets de 30 % et de ne plus envoyer aucun déchet de bureau en décharge d'ici 2020. Le travail d'identification de solutions alternatives est lancé. Les « plans déchets », élaborés au niveau des sites industriels, ont permis de limiter le taux de déchets envoyés mensuellement dans les sites d'enfouissements (inférieur à 10 %).

En Pologne, EDF Wybrzeże a mis en service des silos à cendres, permettant la vente de ses cendres volantes et de limiter le transport en décharge.

2.2.4 Gestion durable des ressources

Le Groupe a plusieurs leviers pour réduire sa consommation des ressources naturelles par :

- l'augmentation du rendement des installations et la limitation des pertes lors de la production, du transport et de la distribution, grâce à des technologies plus performantes. Par exemple :
 - le remplacement des anciennes centrales thermiques au charbon par des centrales de dernière génération charbon (supercritiques) ou par des cycles combinés gaz ;
 - le développement de la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération).
- l'utilisation de combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz) et fissiles (uranium) plus performants ;
- l'augmentation du rendement de l'uranium par le recyclage (du plutonium à travers le combustible MOX) ou la surgénération (capacité de certains réacteurs nucléaires à produire plus de matières fissiles qu'ils n'en consomment) ;
- le développement des énergies renouvelables comme l'hydraulique, les stations de pompage (STEP), l'éolien terrestre et offshore, l'énergie solaire et plus particulièrement photovoltaïque, la biomasse et les énergies marines (hydroliennes et marémotrices) (cf. §2.2.4.1).

Par ailleurs, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie étant également source de préservation des ressources, EDF développe et commercialise, pour ses clients, des offres intégrant l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments et l'encouragement à des comportements sobres en énergie.

Elles s'organisent à partir :

- d'offres de service de Maîtrise de l'énergie (MDE) : isolation, rénovation des bâtiments, conseils et diagnostics thermiques ;
- du développement et d'une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- de la gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter les consommations de pointe émettrices de CO₂ ;
- de l'utilisation de compteurs communicants pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémessure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte » non émettrice de CO₂ ou des offres en partie compensées « carbone ».

2.2.4.1 Développement des énergies renouvelables

Dans un contexte où le développement des énergies renouvelables dépend en grande partie des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergies (obligations d'achat ou quotas obligatoires, tarifs de rachat de l'électricité plus ou moins favorables, mesures fiscales incitatives, systèmes de certificats verts...), le groupe EDF poursuit d'importants investissements, prioritairement dans l'hydraulique, l'éolien et le solaire, en s'appuyant sur EDF Énergies Nouvelles et sur ses grandes filiales européennes, dont EDF Energy et Edison. En 2012, cette dernière a notamment consacré 50 % de ses investissements liés à la production d'électricité au développement de nouveaux parcs éoliens terrestres. En Belgique, EDF Luminus s'est fixé l'objectif de doubler sa capacité installée en éolien terrestre d'ici la fin de 2014 et d'atteindre 10 % d'énergies renouvelables dans son mix énergétique d'ici 2020.

Pour EDF Énergies Nouvelles, l'année 2012 a été marquée par cinq événements majeurs :

- en **France**, le succès dans l'éolien offshore, avec 3 des 4 projets attribués par le gouvernement français au consortium mené par l'entreprise, dans le cadre du premier appel d'offres éolien en mer lancé en 2011. Ces 3 projets totaliseront jusqu'à 1,5 GW de nouvelles capacités et s'accompagnent d'un plan industriel ambitieux représentant la création de plus de 7000 emplois directs et indirects ;
- l'expansion de ses activités dans trois nouveaux pays, **l'Afrique du Sud, le Maroc et la Pologne**. En Afrique du Sud, EDF Énergies Nouvelles et ses partenaires locaux ont remporté un appel d'offres portant sur 3 projets éoliens (104 MW au total) dans la région du Cap, qui démarreront en 2013 pour une mise en service l'année suivante. Au Maroc, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co a été retenu par l'Office National d'Électricité du pays pour développer et réaliser le projet éolien de Taza (150 MW) près de la ville de Fès. En décembre, ce même consortium a été pré-qualifié pour participer au second appel d'offres éolien marocain qui porte sur 85 MW ; l'acquisition en Pologne de la société de développement Starke Wind et celle du projet éolien Linowo (septembre 2012) ;
- le démarrage d'un programme éolien de plus d'1 GW au **Canada**, avec la mise en service du parc de Saint-Robert Bellarmin en octobre. Le programme compte 6 autres projets échelonnés jusqu'en 2015 ;
- la mise en service, en **France**, de 3 grands projets solaires d'une puissance installée totale de 231 MWc ;
- le rachat, en décembre et dans le cadre d'un consortium international, de 32 parcs éoliens français en exploitation à Iberdrola, totalisant une puissance installée de 321 MW, soit près de 5 % du parc éolien raccordé en France.

Les principaux développements en 2012

Hydraulique	■ Mise en eau du barrage de Rizzanese (55 MW) en Corse, pour une mise en service en 2013.
	■ Préparation du projet d'aménagement hydro-électrique de Romanche Gavet (93 MW) en Isère.
	■ Augmentation de puissance des barrages de Serre-Ponçon (+ 55 MW) et de La Bathie (+ 45 MW) en France.
Éolien terrestre	■ Mise en service aux États-Unis de trois grands parcs éoliens : Shiloh III (102,5 MW) et Pacific Wind (140 MW) en Californie, Spearville 3 (100,8 MW) au Kansas par EDF Énergies Nouvelles.
	■ Mise en service du premier parc éolien canadien d'EDF Énergies Nouvelles (80 MW).
	■ Mise en service du parc Linowo (48 MW) en Pologne par EDF Énergies Nouvelles.
	■ Mise en exploitation du parc éolien de Green Rigg en Grande-Bretagne par EDF Energy Renewables (36 MW).
Éolien en mer	■ Acquisition par EDF Luminus du parc éolien de Ciney (10 MW) en Belgique.
	■ Tests en condition réelle du démonstrateur hydrolien au large de Paimpol-Bréhat (octobre 2011- janvier 2012) ; après ajustements techniques, une seconde immersion teste et valide les évolutions apportées.
Solaire	■ Mise en service par EDF Énergies Nouvelles de trois grandes centrales photovoltaïques en France : Toul-Rosières (115 MWC) en Meurthe-et-Moselle, Crucey (60 MWC) en Eure-et-Loir, et Massangis (56 MWC) dans l'Yonne.

Les capacités en cours de construction

Éolien terrestre	■ Fermes éoliennes de Fallago Rig (144 MW), Boundary Lane (6 MW), Glassmoor et extension de Glass Moor (12MW) en Grande-Bretagne par EDF Energy Renewables.
	■ Parc Massif du Sud (150 MW) et Lac Alfred (300 MW) au Canada, par EDF Énergies Nouvelles.
Éolien en mer	■ Parc éolien offshore de Teesside (62 MW) d'EDF Energy Renewables, pour une mise en service prévue en 2013.
Solaire	■ Lancement de la construction de Catalina aux États-Unis (140 MW en Californie) par EDF Énergies Nouvelles.

Les autres développements

Eolien offshore	■ Création en avril 2012 d'une joint venture 50-50 entre EDF Energy et Eneco Wind UK Limited, portant sur des droits exclusifs de développement de la phase 3 du projet éolien offshore de Navitus Bay, à l'ouest de l'île de Wight. Ce développement pourrait fournir entre 900 MW et 1 200 MW de capacité éolienne. Le permis de construire est attendu pour 2015, et la première phase de construction prévue pour 2017.
	■ Mise en phase opérationnelle du projet d'hydroliennes fluviales en Guyane par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.
Énergies des mers	■ Avancement des projets de STEP marines (station de transfert d'énergie par pompage d'eau de mer permettant de stocker l'énergie) à la Guadeloupe et à la Réunion, par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.
	■ Deux projets pilotes menés par EDF Énergies Nouvelles : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Houles Australes, mené au large de l'île de La Réunion, qui expérimente un système de convertisseur des vagues en énergie ; une nouvelle étape a été franchie en 2012, avec les travaux de mise à l'eau du prototype à taille réelle, ▪ VertiMed, projet d'éolien flottant, associant l'industriel Technip et la start-up Nénuphar pour fabriquer une turbine novatrice : pales tournant sur un axe vertical et système de flottaison permettant de s'affranchir de la profondeur des fonds marins. Un site pilote sera développé au large de Marseille.
	■ Poursuite du programme pilote Millener dans les départements et territoires d'outre-mer. Initié en 2011, il prévoit d'équiper des logements de micro-centrales solaires couplés à des stockages d'énergie individuels et à un système de gestion informatisée des consommations d'électricité.
Géothermie	■ Projet d'EDF Systèmes Énergétiques Insulaires de géothermie à la Dominique permettant également d'alimenter la Guadeloupe et la Martinique.

2.2.4.2 Gestion de la ressource en eau

Le groupe EDF a intégré le risque eau dans sa politique de gestion des risques, au regard de l'importance de la ressource en eau nécessaire dans ses activités de production d'électricité et de chaleur (refroidissement des centrales nucléaires et thermiques ; production hydro-électrique). Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts. En France, un comité stratégique du domaine eau a établi une politique de l'eau et assure sa mise en œuvre. Cette politique répond à quatre enjeux principaux : « préparer demain » (EDF doit répondre aux attentes de la société dans un contexte de partage plus complexe de la ressource en eau) ; répondre aux évolutions réglementaires et sociétales ; contribuer à la gestion multi-usage de l'eau et au développement économique local ; optimiser la gestion opérationnelle de l'eau pour le producteur d'énergie.

En 2012 comme en 2011, année de sécheresse et de déficit hydraulique en France, EDF a géré ses réservoirs pour à la fois préserver la production

d'électricité, soutenir le débit d'eau pour les centrales thermiques et nucléaires, et partager la ressource eau avec les usagers locaux (agriculteurs, autres industriels, pêcheurs, développeurs du tourisme vert), y compris dans le sud-ouest de la France où les conditions d'hydrologie et l'état de remplissage des réservoirs étaient les plus sensibles.

Le Groupe cherche à optimiser l'utilisation de l'eau des installations industrielles, notamment thermiques. En Italie, un système de récupération des eaux de pluie a été installé sur la centrale de Torviscosa, pour renvoi dans le processus opérationnel. De même, dans la centrale de Marghera Levante, les eaux rejetées sont envoyées dans un centre de traitement et ainsi permettre leur utilisation dans d'autres procédés industriels.

En Pologne, la modernisation de la station de déminéralisation et décarburation de l'eau a été finalisée en 2012, permettant de minimiser la consommation d'eau.

Données Groupe, en milliards de m ³	2012	2011	2010
Eau de refroidissement prélevée	54,8	55,2	53,9
dont la part eau douce (incluant les eaux saumâtres)	28,0	26,8	n.c.
Eau de refroidissement restituée	54,2	54,6	53,3
dont la part eau douce (incluant les eaux saumâtres)	27,5	26,3	n.c.

n.c. : non communiqué

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel, dans les conditions de qualité et de température conforme à la réglementation locale.

EDF est de plus en plus présent sur la scène internationale, que ce soit dans le groupe Eau du *World Business Council for Sustainable Development* (EDF a rejoint le *Water Leader Group* en 2010) ou dans le Forum Mondial de l'Eau (FME).

À l'occasion du sixième Forum, qui s'est déroulé à Marseille en mars 2012, EDF s'est engagé à investir les moyens nécessaires au développement, avec la communauté scientifique, des méthodes et outils pour évaluer l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité, au sein des territoires qui accueillent ses installations, afin d'approfondir sa connaissance des synergies d'actions entre eau et électricité.

Le groupe EDF s'est engagé à :

- maîtriser l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité, et plus particulièrement à :
 - poursuivre l'amélioration des performances en termes de prélèvements et de consommation d'eau des centrales existantes et à venir ;
 - rechercher la meilleure efficacité possible de l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques.
- créer de la valeur localement et à intégrer dès la conception la minimisation de son empreinte eau lorsqu'il développe un projet de production d'électricité dans un territoire, en cohérence avec ses engagements RSE. En particulier, le groupe EDF s'est engagé à s'appuyer sur le *sustainability protocol* de l'IHA (*International Hydropower Association*) pour ses projets hydro-électriques ;
- poursuivre dans la durée le travail engagé dans le cadre de la préparation de ce 6^e forum, sur les liens entre eau, énergie et alimentation, en particulier avec le CGIAR (*Consultative Group on International Agricultural Research*) et l'IHA. L'organisation Wetlands International¹ a décidé de rejoindre ce dernier engagement en poursuivant les travaux sur les interactions eau, alimentation et énergie.

2.2.4.3 Gestion des sols

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, un plan d'actions est en place. Il se compose de quatre étapes :

- le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF) ;
- l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ;
- l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ;
- leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution et élaborer un plan de gestion, enfin l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

Pyralène

La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB² et PCT³ ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs.

La décontamination des appareils pollués à plus de 500 ppm a été achevée en conformité avec l'échéance réglementaire du 31 décembre 2010 (70 000 transformateurs ont été éliminés entre 2006 et 2010). Depuis, ERDF s'est engagé dans la dépollution des transformateurs pollués à moins de 500 ppm, en anticipation de la réglementation. 10 000 transformateurs ont ainsi été éliminés en 2012.

Produits phytosanitaires

La Direction Immobilier Groupe a lancé un inventaire des consommations des produits phytosanitaires en 2010 sur l'ensemble des sites immobiliers qu'elle gère en France. La démarche a porté ses fruits : en 2012, une réduction de 21 % par rapport aux consommations de 2009 a été effectuée.

1. Wetlands International : organisation mondiale à but non lucratif voué à la conservation et la restauration des zones humides.

2. PCB : Polychlorobiphényles.

3. PCT : Polychloroterphényles.

2.2.5 Changement climatique

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'énergies renouvelables (dont l'hydraulique) faiblement émetteur de CO₂ kWh, le groupe EDF s'engage à rester l'énergéticien de référence dans la lutte contre le changement climatique et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'inscrit dans l'objectif européen de réduction d'au moins 20 % des émissions en 2020, comparées à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

Pour lutter contre le changement climatique, le Groupe investit dans des moyens de production à faible ou sans émissions de CO₂, dont les énergies renouvelables (cf. § 2.2.4.1) et le nucléaire et vise en matière de production à l'horizon 2020 une capacité installée de 160 GW (capacité installée nette), à 75 % non émettrice de CO₂.

En parallèle, la stratégie du Groupe consiste à aider ses clients à réduire leurs propres émissions de CO₂ par la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie.

2.2.5.1 Réduire les émissions de CO₂ des outils industriels et tout particulièrement de la production

En 2012, le Groupe a émis 79,803 millions de tonnes de CO₂ à l'échelle mondiale. En France, EDF a émis 16,409 millions de tonnes de CO₂, même si près de 96 % de la production électrique est sans émission de CO₂, portant le taux d'émissions spécifiques à 35,2 g de CO₂/kWh.

Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur, en g/kWh

	2012	2011	2010
Groupe EDF	117,0	99,6	108,9
EDF	35,2	30,4	40,1

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire et maintenir à un des plus bas niveaux européens ses émissions de gaz à effet de serre :

- à court terme, par l'optimisation du parc de production actuel, en améliorant la performance d'exploitation ;
- à plus long terme, en adaptant l'outil de production : renouvellement des centrales (turbines à combustion et cycles combinés gaz), préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants.

Le thermique à flamme (THF)

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement progressif des exigences réglementaires. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques, les réglementations relatives aux gaz à effet de serre, tout en prenant en compte la sécurité d'approvisionnement et les coûts des combustibles fossiles.

Depuis la mise en service des systèmes de réduction des oxydes d'azote (DeNo_x) en 2007 et 2008, les rejets atmosphériques ont considérablement diminué. En France, EDF poursuit ses projets de réduction des rejets atmosphériques, dit BasNO_x, sur les tranches 3 des centrales de Porcheville et Cordemais. À l'exception du site de Martigues en raison de sa réglementation spécifique, les tranches fioul utilisent désormais du combustible à Très très Basse Teneur en Soufre (fioul dit « TTBS » à 0,55 % de soufre). Avec la R&D, EDF poursuit des études sur la réduction des émissions de NO_x avec le projet Sperone Q600 (études de configuration bas-NO_x pour optimiser le fonctionnement des chaudières).

En Italie, le parc thermique d'Edison est entièrement constitué de centrales à cycle combiné gaz à haut rendement et à faible émission de CO₂.

En Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement confrontées aux rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska sont désormais équipées de brûleurs à faible émission de NO_x. En préparation de l'application au 1^{er} janvier 2016 de la directive européenne sur les émissions industrielles qui limitera les rejets de SO_x et de NO_x à 200 mg/Nm³, EDF Polska a lancé fin 2011 un appel d'offres pour équiper les unités de cogénération d'EC Krakow, Kogeneracja et EC Wybrzeze de systèmes de désulfuration.

Le Groupe poursuit ses projets de rénovation et de modernisation. En France, au cours des années 2011 et 2012, le Groupe a mis en service deux cycles combinés gaz (CCG), sur les sites de Blénod (430 MW) et de

Martigues (465 MW). Le programme se poursuit avec la mise en service en 2013 du deuxième CCG de Martigues de même puissance et le début des travaux de terrassement du CCG de Bouchain (250 MW) dans le Nord. En effet, EDF a conclu fin 2011 un partenariat avec General Electric pour co-développer sur le site de Bouchain un cycle combiné gaz de nouvelle génération équipé de la technologie « FlexEfficiency50 », bénéficiant des meilleures performances techniques (rendement porté à 61 %, plus 3 % à 4 % par rapport à un CCG classique) et environnementales (réduction des émissions de CO₂ [-10 %]). À ce stade du projet, la mise en service est prévue pour fin 2015.

Ces trois CCG remplaceront, à partir de 2013, neuf centrales à charbon de 250 MW et une unité de 600 MW. Ils supprimeront les rejets de SO₂ et réduiront de moitié les émissions de CO₂ et des deux tiers celles de NO_x.

Au Royaume-Uni, la construction du nouveau cycle combiné gaz de West Burton (3 tranches pour une puissance de 1 300 MW) a été finalisée en 2012. La première unité a été mise en service en 2012 pour une production commerciale début janvier 2013 ; les deux autres unités se succéderont début 2013. Avec 1,5 million de clients desservis annuellement pendant 25 ans (durée de vie prévisionnelle), cette centrale contribuera à la réalisation de l'objectif à 2020 d'EDF Energy, de réduire de 60 % leurs émissions spécifiques de CO₂.

Enfin, concernant la technologie CCS (*Carbon Dioxide Capture and Storage*), le groupe EDF participe avec des partenaires industriels internes et externes à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO₂. Un démonstrateur de captage de CO₂ est ainsi en cours de construction sur le site du Havre en partenariat avec Alstom et Veolia Environnement et avec le soutien de l'Ademe (Agence de développement et de la maîtrise de l'énergie).

2.2.5.2 Émissions diffuses de gaz à effet de serre

Un plan de réduction des émissions induites par les bâtiments d'EDF et ses flottes de véhicules est déployé depuis 2010. Au-delà des émissions directes de ses installations, EDF s'engage à diminuer ses émissions diffuses (bâtiments tertiaires, véhicules et déplacements professionnels) et à valoriser un programme de MDE auprès des salariés du Groupe.

Le groupe EDF gère un parc immobilier tertiaire important (plus de 4,5 millions de m² hors centrales de production d'électricité). Que ce soit en tant que propriétaire ou en tant qu'occupant, EDF surveille et cherche à diminuer l'impact environnemental de ce parc.

Les objectifs de réduction des émissions diffuses sur le parc immobilier tertiaire en propriété et en location s'appuient sur les leviers suivants :

- actions de MDE via l'exploitation des installations;
- optimisation de l'occupation des surfaces;
- renouvellement du parc en propriété;
- utilisation des meilleures technologies disponibles;
- mise en place de contrats de performance énergétique pour tous les locaux dont l'exploitation est déléguée.

En soutien à cette démarche, EDF a adhéré en 2010 à l'*International Sustainability Alliance* (ISA). Cette organisation s'est donnée comme principal objectif de contribuer au développement du bâtiment durable au niveau européen et mondial. Ce développement passe en premier lieu par la connaissance des performances réelles du parc immobilier existant. Les membres de l'ISA ont donc joint leurs efforts à ceux du BRE (*Building Research Establishment*) pour créer une base de données environnementale de leur parc, qui rassemble d'ores et déjà environ 10 000 bâtiments. Les données environnementales sont traduites en indicateurs de performances clés, conformes à ceux mis au point dans le cadre d'autres initiatives internationales (dont le *Global Reporting Initiative*), relatifs aux consommations d'énergie et d'eau, aux émissions de CO₂ et à la production de déchets. Des plans de déplacements d'entreprise (PDE) sont déjà largement mis en place en France et sont peu à peu étendus aux sociétés du Groupe.

Chaque société du Groupe est désormais dotée d'une stratégie propre, s'inscrivant dans celle du Groupe mais adaptée à ses activités et au contexte énergétique dans lequel elle évolue.

2.2.5.3 Maîtrise de la demande en énergie

La promotion de l'efficacité énergétique auprès de tous les clients est intégrée dans la politique de développement durable du groupe EDF comme un des leviers principaux de sa lutte contre le changement climatique. Les échanges et retours d'expérience réguliers sont développés entre EDF, EDF Energy, Edison, et EDF Luminus pour optimiser tant la relation clientèle que les performances des offres de maîtrise des consommations d'énergie.

En France, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, EDF déploie des offres incitant ses clients à maîtriser leur demande énergétique et à solliciter en priorité les moyens de production les moins émetteurs de carbone.

Cet engagement en faveur de la maîtrise de l'énergie est régi par le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE), dispositif qui impute à chaque fournisseur des obligations d'économie d'énergie chez ses clients. Un objectif triennal d'économie est défini et réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes :

- 54 TWhc au cours de la 1^{re} période du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009;
- 345 TWhc pour la 2^e période, du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013.

Dans sa politique de développement durable, revisitée en mars 2012, EDF s'est fixé l'objectif d'accompagner tous ses clients en vue d'une réduction cumulée de leurs émissions de CO₂ de 2 millions de tonnes entre mi-2009 et 2013, en renforçant la promotion de l'efficacité énergétique dans ses actions commerciales. L'entreprise agit soit en proposant à ses clients des offres leur permettant de mieux maîtriser leurs consommations d'énergie, soit en les orientant vers des partenaires qualifiés. Un axe essentiel de son travail concerne la rénovation thermique des logements occupés par des personnes en situation de précarité (cf. § 2.3.3.1).

Actions 2012 de MDE opérées par EDF sur le marché des particuliers

France métropolitaine

Promotion des économies d'énergie	■ Lancement des huit engagements « EDF & moi » auprès des particuliers, dont le 5 ^e porte sur l'aide à mieux consommer l'énergie dont ils ont besoin.
	■ Promotion sur internet des éco-gestes et conseils gratuits sur les solutions d'isolation et de chauffage performants, à destination des clients particuliers.
	■ 70 % environ du budget publicitaire consacrés à la promotion des économies d'énergie sur le segment des clients particuliers.
Sensibilisation/information	■ Poursuite du financement de la formation des salariés et artisans des entreprises du bâtiment aux économies d'énergie (50 000 professionnels formés depuis 2008); ouverture du dispositif aux distributeurs de matériels et aux maîtres d'œuvre.
	■ Expérimentation du conseil gratuit « Étiquette Énergie », qui permet aux particuliers de connaître le niveau d'efficacité thermique de leur logement. Ce conseil sera généralisé en 2013.
	■ Mise en ligne sur internet de services d'autodiagnostic accessibles à tous les clients entreprises et collectivités locales, qui leur permet de comparer leurs consommations d'énergie à des ratios-types et de faire appel s'ils le souhaitent à un conseiller.
Offres et conseil efficacité énergétique	■ Mise en place d'un Réseau pour la Performance Énergétique, qui réunit, pendant trois ans, une dizaine d'entreprises et collectivités territoriales d'un même bassin d'emploi pour mettre en commun l'identification de pistes d'amélioration en termes d'efficacité énergétique.
	■ 5 ^e édition du concours d'architecture bas carbone, pour encourager bureaux d'études, architectes et maîtres d'ouvrage à imaginer des logements répondant à des critères de performance énergétique et environnementale plus poussés.
	■ Développement de l'offre « Optimisation énergies et fluides », qui permet aux entreprises industrielles de mesurer en temps réel leurs consommations par ligne de production, site, période et produit, et se voir conseiller sur des pistes d'optimisation pour réduire leurs consommations.
Diagnostics thermiques des bâtiments	■ Développement de l'offre « Plan de Productivité Énergies » auprès des grandes entreprises, par laquelle EDF s'engage sur un objectif d'atteinte d'économies énergies (rémunération d'EDF en partage des gains réalisés sur une période pluriannuelle).
	■ Lancement de l'Offre « Prospective Énergétique Ville », pour accompagner les politiques énergétiques des collectivités locales (systèmes de production locaux d'énergies, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments).
	■ Renforcement des diagnostics à domicile (offre « Objectifs Travaux »): 13 000 clients souscripteurs (100 000 clients depuis son lancement).
Solutions de financement	■ Généralisation dans les boutiques commerciales de l'offre « Diagnostic thermique », qui permet aux clients d'identifier les pertes thermiques de leur logement (2 000 clients).
	■ « Prêt Habitat Neuf » pour les constructions neuves et « Prêt Rénovation Bleu Ciel® d'EDF » pour l'existant, portés par la filiale Domofinance.
	■ Création d'un prêt destiné à la rénovation énergétique des copropriétés.
	■ Mise en place d'un partenariat avec OSEO pour porter auprès des clients entreprises et collectivités locales un prêt d'éco-efficacité énergétique.

Corse, départements et territoires d'outre-mer

Sensibilisation/information	■ Mise en place en Corse de Jour'Eco, un dispositif d'alerte sur internet qui incite à modérer sa consommation en période de pics et promeut les conseils de l'Ademe pour consommer moins.
	■ Organisation du 1 ^{er} « Village des économies d'énergie en fêtes » en Guadeloupe pour sensibiliser frigoristes, solaristes, bureaux d'études et architectes à l'efficacité énergétique.
	■ Lancement en Guadeloupe, avec l'Ademe et l'ONG Prioriterre, du défi « Familles à énergie positive » pour inciter les particuliers à réduire de 8 % au moins leurs consommations d'énergie.
Maîtrise de la consommation	■ Développement de conventions développement durable avec les collectivités locales, par lesquelles EDF s'engage à participer à leurs investissements dans le domaine de la maîtrise de l'énergie; signature d'une convention rénovation thermique à la Réunion.
	■ Lancement en Corse de l'Énergie box, pour réduire les consommations d'énergie et favoriser l'intégration des énergies renouvelables.
	■ Création à la Martinique d'un Club Business qui fédère les principales entreprises sur la question de l'efficacité énergétique (a généré plus d'une centaine de diagnostics énergétiques).
	■ Lancement de l'offre « CITECO » à la Réunion, prime à l'investissement sur une gamme de solutions performantes réservée aux collectivités locales (ex: 100€ par luminaire dans la limite de 20 % de l'investissement).

Actions 2012 opérées par les sociétés du Groupe

EDF Energy, Royaume-Uni

Maîtrise de la consommation	■ Participation réglementaire au programme gouvernemental de réduction des consommations d'énergie (<i>Community Energy Saving Programme</i>) sur la période 2010-2012.
	■ Poursuite de l'offre « EcoManager » aux clients particuliers, compteur qui permet de comprendre les consommations d'énergie des appareils électriques en vue de les réduire; 257 offres ont été vendues en 2012.
Efficacité énergétique	■ Mise en ligne d'autodiagnostic énergétique sur internet (plus de 19 000 effectués depuis le lancement à mi-2011).
	■ Promotion de mesures en faveur de l'efficacité énergétique au dos de toutes les factures envoyées aux clients.

Edison, Italie

Information/sensibilisation	■ Promotion du programme télévisé « Monsieur Vert arrive », qui incite aux réductions des consommations d'énergie par l'apprentissage d'éco-gestes.
Efficacité énergétique	■ Offres de production autonome d'électricité aux clients industriels (installation de parcs solaires pour les groupes Mapei et Roche).
	■ Conception d'une offre d'efficacité énergétique pour le secteur tertiaire.

Électricité de Strasbourg, France

Pilotage de la consommation	■ Déploiement de trois nouveaux services destinés aux clients professionnels (Conseil Maîtrise Énergie, Mesure Conso et Thermographie) pour les aider à suivre leurs consommations et leur permettre de maîtriser leur énergie.
-----------------------------	---

EDF Luminus, Belgique

Maîtrise de la consommation	■ Poursuite de l'offre « Luminus Bonus », un bonus payé aux clients particuliers si leur consommation d'énergie a été inférieure à celle de l'année précédente; promotion de cette offre auprès de 75 000 clients.
	■ Offre de pilotage des consommations en ligne (programme Mijn Verbruik/Ma Consommation).

Mobilité électrique

En France, EDF s'est investi dans la recherche et le développement de solutions permettant de promouvoir la mobilité électrique. Avec différents constructeurs, instituts de recherche publics et collectivités locales, elle participe au développement de nouveaux véhicules (bus, camions de livraisons, camions nacelles), travaille à l'amélioration de l'autonomie et la durée de vie des batteries, participe à l'amélioration des infrastructures de charges (capacités de dialogue avec tous types de véhicules, géo-localisation, pilotage pour éviter les pics de consommation...). L'entreprise s'est engagée dans l'activité d'opérateur de la mobilité électrique dans un cadre commercial, en lançant une activité de location de véhicules électriques et en menant des expérimentations de services d'auto-partage de voitures électriques, qu'elle met en œuvre via sa filiale Sodetrel.

En Belgique, EDF Luminus et The New Drive accompagnent, avec l'offre *GreenDrive Business Pack*, les entreprises et les pouvoirs publics dans la conversion progressive de leur parc automobile aux véhicules électriques. Avec Renault, l'entreprise a proposé l'offre *ThePluginCompany* à une vingtaine de clients professionnels pour tester un véhicule électrique pendant une semaine.

Les enjeux des réseaux intelligents

La modernisation des compteurs électriques est une obligation imposée par la Commission européenne. Une directive de 2009 impose en effet que 80 % des compteurs soient « intelligents » en 2020, c'est-à-dire qu'ils permettent aux usagers de maîtriser leur consommation.

Des réseaux électriques intégrant davantage les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), favoriseront la transition vers une économie énergétique décarbonée :

- ils faciliteront l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'insertion de nouveaux usages (Pompes à chaleur, Véhicules électriques/Véhicules hybrides rechargeables...). C'est un enjeu clé pour l'avenir des réseaux de distribution. L'objectif est de créer des réseaux maillés, équipés d'organes de manœuvre télécommandés et de logiciels pour repérer les parties de réseau endommagées et compenser les défaillances, voire optimiser l'acheminement de l'électricité. Les distributeurs du Groupe coopèrent sur ces nouveaux réseaux. ERDF a participé au lancement de l'association *EDSO for smart grids* avec d'autres distributeurs européens : mise en commun des expériences et élaboration d'un standard ;
- ils doivent par ailleurs permettre aux consommateurs d'être acteurs de leur consommation pour une plus grande efficacité énergétique, en interaction avec le réseau.

En France, pour répondre à cette exigence ERDF a lancé, en liaison avec la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le projet « Compteur Communicant » visant la modernisation de ses 35 millions de compteurs électriques répartis sur le territoire national. Plus de 250 000 compteurs communicants ont été installés par ERDF en Indre-et-Loire et dans l'agglomération lyonnaise à des fins expérimentales.

ERDF pilote du projet européen GRID4EU (*Grid for you*)

ERDF va piloter ce projet majeur qui répond au programme de recherche sur les réseaux intelligents financé par la Commission européenne. Il s'agit du plus important projet co-financé par l'Union européenne (25 millions d'euros sur un coût total de 54 millions d'euros) dans le domaine des réseaux intelligents. Il rassemble un consortium de six distributeurs européens qui représentent 50 % des clients en Europe.

L'objectif est de progresser de manière collaborative sur :

- l'intégration des sources de production à partir d'énergies renouvelables ;
- l'automatisation et la sécurisation du réseau électrique ;
- la participation efficace des clients à la gestion de leur consommation ;
- l'accompagnement du développement de véhicules électriques et de solutions de stockage de l'électricité.

2.2.5.4 Adapter les métiers du Groupe au changement climatique

Le changement climatique ayant des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice de l'activité de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, le groupe EDF met en place une stratégie d'adaptation au changement climatique. Adoptée par le *Sustainable Development Committee* en juin 2010, elle concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres à ses clients, l'optimisation production/consommation et les thèmes de R&D. Cette stratégie s'organise autour des axes suivants :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques extrêmes ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

2.2.6 Protection de la biodiversité

Au même titre que la lutte contre le changement climatique, la préservation de la biodiversité est un enjeu essentiel pour le groupe EDF, propriétaire d'un foncier important, situé majoritairement, en France, dans ou à proximité immédiate de zones naturelles protégées. Le Groupe surveille de façon continue les impacts de ses activités industrielles sur l'environnement, pour mieux les maîtriser et les réduire.

Le Groupe est amené à réaliser des actions de compensation écologique en application des différentes réglementations européennes et nationales. La majorité des cas sont liés aux dossiers de demande de dérogation pour destruction d'espèces protégées, dans le cadre de chantiers de construction ou de maintenance des installations industrielles (une quinzaine de dossiers depuis 2008 en France et au Royaume-Uni).

En France, EDF teste différentes méthodes de compensation écologique, d'évaluation des services éco-systémiques dont elle bénéficie (ex : test en cours sur la centrale thermique de Cordemais de la méthode *Ecosystem Service Review*) et représente l'association *Eurelectric* au groupe de travail *No net loss* de la Commission européenne. Suite à un appel à projets lancé en 2011 par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'Énergie afin d'étudier la faisabilité des mécanismes de compensation environnementale, EDF a été sélectionné pour conduire une opération expérimentale d'offre de compensation écologique en Rhône-Alpes. Le projet consiste à réhabiliter 120 hectares de milieux alpins situés dans la réserve de chasse du massif de Belledonne en Isère, pour y créer des conditions d'habitat favorables à la faune et la flore, et notamment mettre en place des mesures de restauration du tétras-lyre, une espèce menacée. Les terrains restaurés seront utilisés à la fois pour compenser les travaux d'EDF sur ses ouvrages hydroélectriques et pour répondre aux besoins de compensation d'autres projets d'aménagements spécifiques à la région : développement des stations de sports d'hiver, projets d'urbanisation, projets ferroviaires... L'opération est prévue pour une durée de huit ans. À l'issue, les terrains resteront propriété d'EDF mais seront intégrés dans une Réserve nationale de chasse et de faune sauvage (RNCS).

Les directions en charge des installations industrielles ont mis en œuvre des stratégies biodiversité. Le parc hydraulique a déployé le plan d'actions de sa nouvelle stratégie 2010-2012. À retenir, l'adaptation de la gestion du chantier pour la maintenance du barrage de Sarrans, situé en zone Natura 2000 : pour préserver le milan royal et le faucon pèlerin, des engins de chantier insonorisés (grues électriques) ont été choisis pour réduire les nuisances sonores en période de reproduction. En 2012, la Direction du parc thermique d'EDF a engagé un « Projet stratégique biodiversité » pour effectuer notamment un état précis de la réglementation locale de chacun de ses sites industriels et identifier pour chaque centrale des zones préservées et dédiées à la préservation de la biodiversité. Dans le même esprit, un recensement du foncier disponible a été lancé dans les centrales nucléaires en vue de cartographier les espaces naturels.

Le volet recherche et développement de l'accord-cadre signé en 2011 entre l'Office national de l'eau et des milieux aquatiques (ONEMA) et EDF en faveur de la protection et de la restauration des milieux aquatiques s'est développé en 2012 sur les opérations suivantes :

- restitution des études sur le comportement des anguilles et l'impact des obstacles en rivière sur leur migration et mortalité (ex-programme R&D « Anguilles et ouvrages » lancé en 2008 par le Comité national de l'anguille); EDF y a fortement contribué *via* le test d'une passe à anguilles « à brosses » pour le barrage de grande hauteur de Golfech (Garonne), la mise au point et le test d'un compteur automatique à résistivité pour petites anguilles, l'évaluation in situ des mortalités dans des turbines de grande taille, l'étude du franchissement d'aménagements hydroélectriques sur le Gave de Pau et d'obstacles en série sur le Rhin, le test du bio-moniteur Migromat® sur la rivière Shannon (Irlande), le test d'un dispositif de répulsion à infrasons au droit de deux ouvrages hydroélectriques sur le Gave de Pau, le développement d'un modèle opérationnel sur la Loire pour la gestion du turbinage;
- programme de recherche en thermie et hydrobiologie (approuvé par le ministère de l'écologie et l'Autorité de Sécurité Nucléaire), portant sur les préférences et tolérances thermiques des principales espèces piscicoles, le comportement des poissons en présence de contrastes thermiques, la part de la température dans la distribution spatiale des espèces, et l'influence de la température sur les comportements des bactéries et des algues (restitution en 2013).

Par ailleurs, une politique de partenariats biodiversité pour favoriser les échanges techniques, soutenir des projets conduits par des associations et mettre en œuvre des programmes techniques concrets, est poursuivie prioritairement avec les partenaires ONG historiques de l'entreprise : Ligue pour la protection des oiseaux, Conservatoire du littoral, Réserves naturelles de France, Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, Fédération nationale pour la pêche en France (se reporter au § 2.3.2.3. Une stratégie de partenariats développement durable réorientée).

Autres mesures prises par le Groupe pour préserver et restaurer la biodiversité en 2012

Edison (Italie)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en place d'une cartographie de l'état de la biodiversité des territoires sur lesquels sont implantés tous les sites de production de l'entreprise, pour mener une action prioritaire sur les sites impactés par la Stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) italienne. Travail sur la mise en place de partenariats opérationnels et techniques avec des ONG environnementales présentes sur les zones sensibles concernées.
EDF Energy (Royaume-Uni)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Participation à hauteur de 120 000 livres sterling au Fonds d'aménagement et d'accessibilité de la zone littorale remarquable de Suffolk (<i>Suffolk Coast and Heaths Area of Outstanding Natural Beauty</i>), dans le cadre du projet d'extension de l'entrepôt de combustibles secs de la centrale de Sizewell B, pour restaurations d'habitats naturels, aménagements de sentiers de randonnée, amélioration de l'accessibilité des personnes handicapées et campagnes d'informations touristiques.
EDF Énergies Nouvelles	<ul style="list-style-type: none"> ■ Engagement pris à effectuer des suivis biologiques et écologiques réguliers sur tous ses nouveaux sites de production; mises en place de plans de gestion écologique de ces sites, avec fauches différenciées du couvert végétal et interdiction de tout engrais ou pesticide chimique. ■ Poursuite du programme de préservation de la biodiversité sur le site photovoltaïque de Toul (Meurthe-et-Moselle), avec installation de gîtes pour protéger les chauves-souris, intégration d'un boisement paysager et de haies, plantation d'espèces mellifères pour les abeilles.
UTE Norte Fluminense (Brésil)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Renforcement des instruments de gestion de la Zone de protection environnementale de Macaé de Cima et du Parc d'État des Très Picos pour préserver la forêt primaire atlantique, en partenariat avec l'Institut d'État pour l'environnement (programme de compensation environnementale). ■ Financement dans le cadre de la Convention Ramsar d'une étude sur les zones humides du nord de l'État de Rio, menacées de dégradation.
ERDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite du plan d'action de sauvegarde de l'aigle de Bonelli. ■ Mise en place d'une politique d'élagage différenciée le long des lignes en fonction des espèces végétales rencontrées. ■ Partenariats avec France Nature Environnement et Ligue pour la protection des oiseaux pour réduire les risques d'électrocution des oiseaux.
EDF Guadeloupe	<ul style="list-style-type: none"> ■ Signature en mai 2012 d'un partenariat avec l'association Kap'Natirel pour la préservation des tortues marines (étude de leur comportement et protection en période de ponte). ■ Mise en œuvre du partenariat signé en 2011 avec le Port autonome de Guadeloupe et le Comité des pêches pour reconstituer le milieu corallien à l'aide de poteaux électriques béton recyclés. Déposés au large des côtes, ils fournissent aux espèces marines des conditions de protection comparables à celles des barrières de corail.
EDF Guyane	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite des travaux du Comité scientifique sur la qualité des eaux du réservoir de Petit-Saut, notamment sur l'évolution de la décomposition des végétaux immergés. Les retours d'expérience de ces observations nourrissent les travaux menés sous l'égide de l'UNESCO sur l'hydroélectricité en milieu tropical.
EDF Luminus (Belgique)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite d'une étude sur la mortalité et la migration des saumons et des anguilles, condition préalable au permis d'exploitation de la centrale hydraulique de Lixhe. ■ Calcul de l'empreinte écologique des activités industrielles de l'entreprise (scopes 1, 2 et 3 du <i>Greenhouse Gas Protocol</i>).
Direction Immobilier EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Réduction sur tous les sites du recours aux désherbants chimiques et d'engrais (8 % par an en moyenne sur le parc hydraulique), voire supprimée au profit de désherbage manuel, de désherbage thermique à vapeur, de fauchage tardif et de jachères fleuries intégrant des espèces endémiques.
Direction Production Ingénierie Hydraulique EDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en eau de la passe à poissons de Jons sur le Rhône en novembre, après dix mois de travaux. ■ Poursuite des opérations dans le cadre des plans d'actions nationaux, notamment en faveur de la protection du desman des Pyrénées et du gypaète barbu (adaptation des travaux de maintenance des barrages d'altitude en fonction des époques de nidification).

2.3 Informations sociétales

La politique sociétale au niveau du groupe EDF vise à créer et développer les liens et le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes externes à tous les niveaux (mondial (ONU, ONG), régional (Union européenne...), national et territorial), à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, en contribuant à réduire la précarité énergétique et à dynamiser les liens internes au Groupe.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe. Les principes de la politique s'inscrivent dans le respect de ceux du Pacte mondial des Nations Unies et sont repris dans la politique développement durable du groupe EDF, dans l'accord RSE et dans le Contrat de Service Public.

2.3.1 Éthique, transparence vis-à-vis des parties prenantes

La décision prise par la Direction du Groupe de renouveler et d'adapter son référentiel éthique (mémento éthique 2007) a conduit courant 2011 à l'élaboration concertée d'une charte éthique de Groupe. Adoptée par le Comité de Direction du groupe EDF en septembre 2012, approuvée en octobre par le Comité d'éthique du Conseil d'administration, elle complète les lois, règles et conventions nationales et internationales qui s'imposent à chacune des sociétés et à chacun des salariés du Groupe. Elle développe les engagements simples et de bon sens qui doivent inciter chaque salarié, quel que soit le pays où il travaille et quelle que soit sa position hiérarchique, à se comporter de manière exemplaire et conforme aux valeurs du groupe EDF de respect, de responsabilité et de solidarité. Ces engagements éthiques traduisent, au cœur des métiers du Groupe, la mission d'intérêt général d'un opérateur mondial d'énergie. La rédaction en a été partagée avec les sociétés et directions du Groupe via la mise en place de groupes tests – salariés comme managers – pour s'assurer d'une bonne adhésion aux sujets qu'elle propose, dans le respect des cultures propres à chaque pays où EDF est présent. Le nouveau référentiel du Groupe sera déployé d'ici la fin 2013.

La décision du Président-Directeur Général (Président) du 14 septembre 2010 sur la lutte contre la fraude au sein du Groupe, reposant sur un principe de tolérance zéro, est entrée en application dès la fin de l'exercice 2010. Pour en assurer la mise en œuvre, les managers ont élaboré et adopté des plans de lutte anti-fraude au sein des principales entités et se sont appuyés sur la diffusion du guide pratique de prévention de la fraude au sein du Groupe, dédié et instrumenté sur le risque fraude et sur le risque corruption.

Sur la corruption, la mise en œuvre de la décision du Président du 31 mai 2010 sur les contrats de consultants et de mandatement a renforcé les procédures de validation des contrats d'intermédiation.

Le lancement d'un programme de sensibilisation au risque pénal EDF (décision du Président du 28 juillet 2011) a entendu répondre à l'émergence, avec le développement du Groupe et son implantation diversifiée dans le monde, d'une exposition accrue à ce type de risque. Celle-ci est également l'effet d'un durcissement des législations anti-corruption américaines (*Foreign Corrupt Practices Act 1997 réactivé 2008*) et britanniques (*Anti-Bribery Act* mis en œuvre au 1^{er} juillet 2011) dont la dimension extra-territoriale contribue à la formation d'une réglementation répressive internationale.

Pour réduire l'exposition du Groupe aux risques liés à l'application des règles de la concurrence, le programme de conformité concurrence décidé par le Président le 22 décembre 2010 a étendu en 2011 les actions de sensibilisation et de formation au plus grand nombre d'opérationnels en France et à l'étranger, toutes filiales confondues.

L'ensemble des actions à caractère éthique est soumis au contrôle interne du Groupe dont le déploiement en 2011 a permis de généraliser les pratiques incitatives d'auto-évaluation et de partage des bonnes pratiques dans le cadre des prescriptions concernant l'éthique et la lutte contre la fraude, placées parmi les premiers titres du guide de contrôle interne du Groupe.

Les modalités et le champ d'intervention du dispositif d'alerte éthique d'EDF, vers lequel sont également dirigés les appels de salariés au N° Vert « vie

au travail » demandant l'intervention de l'entreprise, ont été validés par la CNIL le 24 novembre 2011. En 2012, le Délégué éthique a traité 136 alertes éthiques dont 132 dans le cadre du dispositif d'alerte et 4 dans le cadre du dispositif « N° Vert », par levée d'anonymat. Le Délégué a traité directement 48 alertes éthiques. Ces alertes correspondent à des situations déclarées de harcèlement (17), à des plaintes pour discrimination (9), à des problèmes de reconnaissance professionnelle (8), à des questions d'environnement (4), à des cas de fraudes (8) et à des questions de détresse sociale (2). 39 dossiers de litige client ont été transmis au Médiateur et 49 alertes externes au Service de Sécurité interne du Système d'Information pour message frauduleux.

En 2011, EDF, DONG Energy, ENEL/Endesa, E.ON, GDF SUEZ/Electrabel, RWE et Vattenfall/Nuon, rejoints depuis par la société Fortum, ont travaillé à la mise en œuvre de *Bettercoal*, une initiative visant à faire progresser la responsabilité des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, et tout particulièrement au niveau des sites miniers. Il s'agit de s'assurer que les droits fondamentaux sont respectés sur ces sites : droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement. Énergéticiens européens ou nord-américains et compagnies minières sont mis en cause de façon récurrente, comme ce fut le cas en 2010 pour certains énergéticiens concernant des importations de charbon de Colombie. Des entreprises nord-européennes ont ainsi dû brutalement limiter leur sourcing. EDF Trading, filiale à 100 % du Groupe et acteur incontournable du charbon en Europe, livre environ 10 millions de tonnes de charbon par an à ses clients; la société approvisionne non seulement les centrales du groupe EDF, mais aussi d'autres entreprises. Le groupe EDF, par la signature de son Président en janvier 2012, a ainsi adhéré à la charte *Bettercoal* pour soutenir les activités d'EDF Trading dans le domaine de l'approvisionnement en charbon (contrats sourcés), maintenir la place d'EDF dans les fonds d'investissements socialement responsables et maîtriser son risque de réputation et d'image. Au premier semestre 2012, un code (référentiel commun) en matière de principes sociaux, environnementaux et éthiques a été formalisé, en cohérence avec les normes et standards internationaux existants (Organisation Internationale du Travail...) et avec les travaux déjà réalisés sur les industries extractives (*Extractive Industries Initiative...*). Il servira à réaliser des audits et des auto-évaluations auprès des fournisseurs, y compris des sites d'exploitation minière. Les résultats de ces audits alimenteront une base de données dédiée, gérée par *Bettercoal* et partagée par ses membres, dans le respect des règles anti-trust.

2.3.2 Dispositif de dialogue avec les parties prenantes

Chaque société du Groupe dialogue avec ses parties prenantes selon les modalités qui lui sont propres. Ce dialogue s'organise selon 5 axes :

- la concertation de proximité autour des sites de production et pour les projets de nouvelles implantations industrielles ;
- les relations organisées avec les clients, les fournisseurs, les partenaires sectoriels, les associations socioprofessionnelles, les collectivités publiques et les institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités représentatives dans des conseils ou panels indépendants qui apportent aux dirigeants du Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation/formation de publics notamment jeunes aux enjeux de l'énergie et du développement durable.

2.3.2.1 Information à proximité des sites de production et concertation pour les projets industriels

En France, 38 Commissions locales d'information (CLI), composées d'élus, de représentants de l'État et des mondes associatifs et socioprofessionnels, assurent de façon réglementaire une mission d'information des riverains sur l'activité des installations nucléaires. EDF collabore avec les CLI établies

auprès de ses centrales et leur fournit les informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission.

Au-delà de ce dispositif réglementaire, EDF a mis en place dans chaque centrale nucléaire un Centre d'information du public (CIP), chargé d'informer les populations riveraines sur le fonctionnement et les impacts des centrales, les enjeux énergétiques, mais aussi sur la maîtrise de la consommation d'énergie ou la présentation des métiers porteurs d'emploi du secteur électrique. Dans le cadre de la 2^e édition des journées de l'industrie les 6 et 7 octobre 2012, EDF a enregistré plus de 15 400 visiteurs sur ses sites de production (45 % sur les installations nucléaires, 38 % sur les sites hydrauliques et 17 % sur les sites de production thermique à flamme). Sans rupture avec les deux années précédentes, l'image d'EDF auprès des populations riveraines reste largement positive : 86 % en ont une bonne image (contre 83 % en 2011).

Dans le domaine hydraulique, EDF a poursuivi ses campagnes permanentes d'information et de prévention des usagers de l'eau sur les risques de variation de débit dans les rivières. Ont été installés des panneaux illustrés de photos montrant la situation avant et après l'évolution du débit. Le recours aux hydroguides chargés de la prévention sur le terrain a été maintenu pendant les périodes estivales, car ils se sont avérés force de proposition sur les ajouts ou modifications de panneaux et sur les repositionnements des bouées de sécurité.

Pour les nouveaux projets industriels, les sociétés du Groupe renforcent leurs dispositifs de concertation sur les modèles éprouvés mis en place par NTPC pour le barrage de Nam Theun 2 au Laos, par Edison pour le terminal de regazéification de Rovigo et le gazoduc ITGI (Interconnecteur Turquie-Grèce-Italie) en Italie, ou par EDF pour l'implantation du démonstrateur hydrolien de Paimpol-Bréhat en France.

En France, dans le cadre de la préparation de la construction du cycle combiné gaz de Bouchain dont la mise en service est prévue en 2015, des échanges ont été menés avec les différentes parties prenantes concernées : les collectivités locales, la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) de la région Nord-Pas-De-Calais et les différentes associations, à la suite desquels l'enquête publique a été ouverte à l'automne 2012, les conclusions étant attendues début 2013.

Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trimestrielles ou trois à quatre fois par an en fonction des demandes) avec les parties prenantes locales sur les questions liées à ses activités et aux impacts.

En 2012, EDF Energy a ouvert quatre de ses nouveaux centres d'accueil chargés d'informer les visiteurs sur l'énergie nucléaire, la production d'électricité et d'informer sur les activités de la société à travers un certain nombre d'expositions, de films et d'affichages interactifs. Trois ouvertures supplémentaires sont programmées en 2013.

De plus, une étude indépendante réalisée sur les populations vivant à proximité des sites de production, a montré quelques améliorations par rapport à l'année précédente, avec une opinion favorable au nucléaire en hausse de 3 %.

2.3.2.2 L'éclairage de panels indépendants

Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe et ses sociétés leur vision externe : le Panel développement durable au niveau Groupe, les Conseils développement durable, scientifique et médical pour EDF en France, le *Stakeholder Advisory Panel* pour EDF Energy, le *Social Committee* pour Edison.

Le Panel développement durable Groupe est une instance de dialogue rassemblant des personnalités internationales, indépendantes et spécialistes de domaines relatifs aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Il accueille également comme membres de droit les Présidents des Conseils France développement durable et scientifique, ainsi que le président du *Stakeholder Advisory Panel* d'EDF Energy, créé en 2006.

Le Panel développement durable Groupe conseille et fournit une appréciation critique des engagements du Groupe en matière de développement durable et de leur mise en œuvre. Il se réunit une à deux fois par an en présence des dirigeants du Groupe. En 2012, le panel développement durable Groupe s'est réuni sur le thème de la stratégie CO₂ du groupe EDF.

Le 13 décembre 2012 a été mis en place le **Conseil développement durable**, nouvelle instance de dialogue avec les parties prenantes du Groupe fusionnant les précédents conseil de l'environnement et conseil sociétal. Ce Conseil est composé de personnalités représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités du groupe EDF en matière de développement durable. Il a notamment pour vocation de challenger les dirigeants et experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre, et qui ont trait au développement durable. La première session s'est déroulée le 13 décembre 2012 sur le thème de la précarité énergétique en France.

Le **Conseil scientifique** d'EDF est un organisme consultatif apportant à l'entreprise avis et conseils de hautes personnalités scientifiques sur ses actions de recherche à moyen et long termes. Il se réunit trois fois par an pour examiner les dossiers thématiques faisant l'objet d'un rapport détaillé et d'un avis sous forme de recommandations au Président d'EDF. En 2012, le Conseil a traité le sujet du futur des réseaux de transport d'électricité et l'aval du cycle du combustible nucléaire. Lors d'une séance spéciale, les Conseillers ont pu débattre avec le Président sur des sujets de leur choix, en rapport avec l'évolution de l'environnement de l'entreprise et celle des sciences et techniques.

Le **Conseil médical** d'EDF, composé de personnalités du monde médical, professeurs d'université dont les orientations portent en particulier sur la santé publique, la biophysique, l'éthique, la santé au travail et environnementale, l'épidémiologie et la toxicologie, est un organe de réflexion et de conseil sur un certain nombre de thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Il est présidé par le Pr. André Aurengo, membre de l'Académie de médecine. Le Conseil médical s'est réuni en session plénière à trois reprises en 2012.

Les thèmes qui ont été traités couvrent l'essentiel des questions de santé - santé professionnelle et santé environnementale - qui font débat : les conséquences sanitaires de l'accident de Fukushima, les projets d'étude sur les leucémies infantiles et l'exposition résidentielle au champ magnétique, la réforme de l'organisation de la médecine du travail en France, les modalités des études toxicologiques face à l'introduction des nano matériaux, la prise en compte des recommandations sur la surveillance médico-professionnelle des travailleurs postés.

2.3.2.3 Une stratégie de partenariats développement durable réorientée

Chaque projet de partenariat du Groupe est désormais étudié par le Comité des partenariats. Les partenariats développement durable portent sur deux volets : la biodiversité d'une part et la lutte contre la précarité énergétique et l'exclusion d'autre part (se reporter au § 2.3.3.1 pour ce deuxième thème).

Dans le double contexte de réglementations renforcées et de nouvelle gouvernance de l'environnement issue du Grenelle de l'environnement, la biodiversité est un enjeu de pérennisation et de développement des activités d'EDF en France comme à l'international. La conduite de la Politique Biodiversité du Groupe nécessite l'appui d'expertises externes comme celles de la Ligue pour la protection des oiseaux, le Conservatoire du littoral, les Réserves naturelles de France, le Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, la Fédération nationale pour la pêche en France... Ces partenariats historiques ont été noués pour favoriser les échanges techniques et le dialogue, soutenir des projets conduits par les associations et mettre en œuvre des programmes techniques concrets portés par les directions métiers et les sociétés d'EDF.

Réalisations 2012

Ligue pour la protection des oiseaux	<ul style="list-style-type: none"> ■ Implication des salariés d'EDF dans des programmes de science participative (inventaire « Wetlands » sur les oiseaux migrateurs, Observatoire des oiseaux des jardins). ■ Accompagnement à la gestion de sites naturels de cinq centrales de production : Aramon (thermique), Penly (nucléaire), Plobsheim, La Vanelle et Caradache (hydraulique). ■ Soutien à l'organisation du premier Festival Bird Fair à Paimbœuf.
Conservatoire du Littoral	<ul style="list-style-type: none"> ■ Programme Grands lacs (colloque sur la fonction des grands lacs, groupes de travail sur la définition des enjeux environnementaux autour des grands lacs, publication de l'ouvrage <i>Les grands lacs français</i>). ■ Restauration d'un ancien site industriel autour de l'étang de Berre. ■ Aménagement écologique d'un sentier de randonnée dans la réserve naturelle de la Petite Camargue alsacienne.
Réserves naturelles de France	<ul style="list-style-type: none"> ■ Restauration d'espèces végétales dans le Parc national des Pyrénées. ■ Formation de salariés EDF à la mise en place de plans de gestion d'espaces naturels.

En parallèle, dans le contexte du débat sur la transition énergétique, la Direction développement durable a poursuivi ses actions avec des partenaires stratégiques, des *think tanks* et des chaires de recherche, comme celle de l'Université de Paris Dauphine. Le partenariat avec la Fondation Nicolas Hulot (FNH) pour la nature et l'homme s'oriente sur le soutien au *think tank* de la transition écologique créé par la FNH, constitué d'universitaires, de chercheurs et de scientifiques reconnus, dans l'objectif de faire émerger de nouvelles idées et propositions pour opérer la transition écologique et les faire connaître au grand public.

EDF poursuit son aide à l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI) pour développer la dimension internationale de ce *think tank* de l'Institut des études politiques. EDF apporte son soutien à trois programmes très liés à ses activités et engagements de développement durable : climat, économie de la biodiversité et fabrique urbaine. Dans le cadre du Club Villes de l'IDDRI, EDF apporte son expérience au projet « Emergent » (programme Movida du ministère de l'écologie), dont l'objet est d'analyser les consommations énergétiques des ménages et d'identifier l'émergence de nouveaux comportements dans les écoquartiers.

Dans le cadre du partenariat avec le R20-Regions of Climate Action, ONG qui regroupe 37 régions des pays du Nord et du Sud, des entreprises et des institutions de financement, EDF a poursuivi l'action engagée en 2011 avec la région du Maroc Oriental autour de l'efficacité énergétique dans les bâtiments : accompagnement du plan régional d'efficacité énergétique, formalisation d'une charte de bonnes pratiques destinée aux professionnels du bâtiment, préparation d'actions de formation pour les décideurs publics.

2.3.2.4 Information sur les enjeux énergétiques et du développement durable

Les sociétés du Groupe ont renforcé en 2012 leurs programmes de sensibilisation du grand public et des publics jeunes à la maîtrise de l'énergie et aux enjeux de développement durable, diffusés sur internet et dans le cadre d'événements ou de conférences dans les milieux scolaires. Elles s'appuient sur des partenariats menés avec le monde associatif et éducatif.

Principales actions 2012

EDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Réalisation d'un pavillon grand public présentant les enjeux énergétiques lors des Jeux Olympiques de Londres 2012. ■ Coréalisation de l'exposition « Habiter demain, réinventons nos lieux de vie » avec la Cité des sciences et de l'industrie, qui sensibilise notamment aux actions de maîtrise des consommations et d'efficacité énergétique. ■ Diffusion à 5 000 exemplaires d'une brochure « Que fait-on avec 1 kWh ? » lors des événements grand public auquel participe l'entreprise. ■ Renforcement des contenus pédagogiques sur le site internet dédié aux jeunes publics (http://jeunes.edf.com ; plus de 197 000 visites en 2012), avec jeu en ligne « Mission économie d'énergie », tests d'éco-consommation et lancement national du Trophée Electis de l'électricité et du développement durable à destination des collégiens et lycéens. ■ Réalisation de 1 957 conférences sur les enjeux du développement durable dans les collèges et les lycées, en lien avec les programmes scolaires et à la demande du corps enseignant. ■ Réalisation de 2 900 conférences « Branche-toi sécurité » dans les écoles primaires, intégrant un volet économie d'énergie dans les usages à la maison.
EDF Energy (Royaume-Uni)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Programme éducatif sur internet <i>The Pod</i> en partenariat avec le programme européen Éco-écoles et l'ONG britannique Eden Project, auquel participent plus de 14 600 écoles et qui a réuni plus de 8 millions d'enfants depuis son lancement. ■ Renforcement du partenariat avec le festival des sciences de Cheltenham (<i>Cheltenham Science Festival</i>) afin de promouvoir les carrières scientifiques dans les écoles et soutenir le programme d'apprentissage. ■ Soutien au programme <i>Generation Science</i>, exposition itinérante en Écosse.
Edison (Italie)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Achèvement du programme <i>Eco Generation School is the climate's friend</i> mené avec l'ONG Legambiente à destination d'écoles pilotes (15 écoles dans 15 villes italiennes) qui apprend aux élèves à évaluer l'efficacité énergétique de leur établissement et les aide à rechercher des solutions de maîtrise des consommations d'énergie. Il devrait évoluer en un programme permanent d'efficacité énergétique, disponible pour toutes les écoles, les collectivités locales et le ministère de l'éducation. ■ Participation à une exposition interactive au Musée des Sciences et de la Technologie de Milan. 400 élèves d'une école secondaire ont pris part à l'atelier « Science et Technologie de la Production de l'Énergie », un voyage interactif pour explorer la production et la consommation d'énergie. ■ Promotion du programme télévisé grand public « Monsieur Vert arrive », qui apprend aux familles à réduire leurs consommations d'électricité et de gaz et délivre des conseils pour recycler des produits.
BE ZRt (Hongrie)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Informations sur les enjeux énergétiques auprès de 1 000 jeunes élèves invités à venir visiter les centrales de co-génération de l'entreprise hongroise.
Groupe Électricité de Strasbourg (France)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Conseils pour une utilisation maîtrisée des ressources et mise en place d'une rubrique « éco-gestes » sur internet (http://ecocitoyens.es-energies.fr).
EDF Asie-Pacifique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Édition d'un ouvrage sur les usages de l'électricité et l'utilisation raisonnée des ressources naturelles à destination des enfants des zones rurales, diffusé en Chine, Thaïlande, Vietnam et Laos. Le livre est intégré désormais dans les programmes éducatifs scolaires.

2.3.3 Le domaine sociétal

La politique sociétale du groupe EDF est partie intégrante de la politique de développement durable Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte Mondial des Nations Unies. Les principes de la politique sociétale, tout comme ceux de la politique environnementale ou de l'éthique, sont repris au sein de l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE).

Cette politique s'organise autour de trois grandes orientations :

- favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité énergétique pour les personnes vulnérables ;
- contribuer au développement économique et social des territoires où EDF opère ;
- contribuer au débat sur le développement durable et les activités d'EDF, en favorisant le dialogue local et la connaissance des enjeux énergétiques.

2.3.3.1 Contribution à la lutte contre la précarité énergétique

La question de la précarité énergétique est croissante dans toute l'Europe et connaît une grande diversité de situations d'un pays à l'autre, tant dans sa définition, que dans sa prise en compte par les pouvoirs publics ou dans l'implication des énergéticiens. Selon les dernières statistiques disponibles en France, quelque 3,4 millions de ménages étaient en situation de précarité énergétique, soit 13 % des foyers ; au Royaume-Uni, ce nombre est estimé à 5,5 millions, soit 21 % de la population¹.

Dans ce contexte, le groupe EDF renforce son implication dans la lutte contre la précarité énergétique au-delà des cadres réglementaires, formant l'engagement de soutenir ses clients les plus vulnérables en travaillant avec les gouvernements, les autorités locales, les organisations non gouvernementales et d'autres parties prenantes à promouvoir l'usage le plus efficace possible de l'énergie, afin de réduire les coûts de consommation et développer pour les ménages vulnérables des solutions et programmes spécifiques à chaque pays.

En France, au-delà des opérations menées dans le cadre de dispositifs publics², l'action d'EDF s'articule autour de trois volets :

- aide au paiement ;
- accompagnement des clients en difficulté ;
- prévention.

Concernant l'aide au paiement, EDF a contribué à hauteur de 23 millions d'euros en 2012 au Fonds de solidarité pour le logement (FSL), qui participe à l'apurement des factures impayées de clients rencontrant des difficultés : près de 190 000 ménages en ont bénéficié. Dans le souci d'éviter les coupures d'électricité à toute personne identifiée comme démunie, EDF a prolongé la période dite « de trêve hivernale » du 15 mars (obligation légale) au 1^{er} avril, l'étendant également à tous les clients bénéficiaires de tarifs sociaux et pas seulement aux foyers ayant bénéficié d'une aide FSL l'année écoulée.

Concernant le volet accompagnement, en 2012 EDF a porté à 324 000 le nombre d'actions menées dans le cadre de sa démarche « Accompagnement énergie » auprès des clients en difficulté (210 000 en 2011) qui permet de trouver avec eux des solutions adaptées à leur situation : délais de paiement, orientation vers des services sociaux, conseils pour réaliser des économies d'électricité. En parallèle, l'entreprise a renforcé sa présence dans les structures de médiations sociales (Point d'information médiation multiservice, Agence nationale d'information sur le logement), lui permettant de se rapprocher de ces clients, de les conseiller sur leur accès aux droits, l'usage des énergies et de faciliter le paiement de leurs factures : en 2012, EDF est impliqué dans 170 points d'accueil-médiation (150 en 2011).

EDF accompagne également des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie avec les Centres communaux d'action sociale, le Secours catholique, le Secours populaire, SOS Familles/Emmaüs France, ainsi qu'avec l'association Unis-cités, dans le cadre du programme Médiaterre.

En Corse et dans les territoires d'outre-mer, SEI distribue gratuitement depuis trois ans des kits lampes basse consommation et multiprises coupe-veille (« Packécos ») aux clients démunis afin de les aider à maîtriser leur consommation d'électricité. En 2012, EDF a diffusé des kits de régulation de l'eau domestique (« HydroEko ») permettant de réduire jusqu'à 10 % la consommation d'énergie liée au chauffe-eau électrique : 70 000 dans l'île de la Réunion, 15 000 en Guyane, 20 000 en Martinique, 20 000 en Guadeloupe et 16 000 en Corse.

Par ailleurs, en Guadeloupe, EDF a noué un partenariat avec la Société d'économie mixte d'aménagement du département pour promouvoir les équipements énergétiques performants dans l'habitat social et s'est associé aux Caisses d'allocations familiales pour proposer aux allocataires les plus modestes une aide de 100 euros pour l'achat d'appareils électroménagers basse consommation.

Concernant le volet prévention, EDF développe des actions partenariales de lutte contre la précarité énergétique, par l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements occupés par des personnes en situation de précarité. EDF est un partenaire majeur du programme Habiter Mieux (pilote par l'Agence nationale pour l'amélioration de l'habitat) dans le cadre d'une convention signée en 2011. EDF s'engage à apporter une contribution financière qui pourra atteindre jusqu'à 49 millions d'euros et à participer au repérage des ménages concernés. Ce programme vise la rénovation thermique de 58 000 logements de ménages précaires sur la période 2011-2013. Lancé par l'État fin 2010, ce programme vient en aide aux ménages les plus modestes, propriétaires de logements énergivores, en finançant et en accompagnant des travaux de rénovation thermique. Le gain énergétique doit être au minimum de 25 %. En 2012, 13 000 rénovations ont été engagées. Ce programme destiné actuellement aux propriétaires occupants devrait connaître une évolution significative en 2013 par son ouverture aux propriétaires bailleurs et une action renforcée sur les copropriétés.

Cet engagement vient renforcer les contributions volontaires de l'entreprise, notamment l'opération « Toits d'abord », partenariat signé en décembre 2012 avec la Fondation Abbé Pierre, qui vise la construction sur trois ans de 2 000 logements destinés à des populations défavorisées. Elle fait suite au programme « 2 000 toits, 2 000 familles », qui, depuis 2009, a permis de construire ou rénover des logements sociaux énergétiquement efficaces pour 2 025 familles très vulnérables.

EDF développe également l'offre « Montant de charges » dont le but est de renforcer la performance thermique des logements et de réduire les émissions de CO₂. Cette offre s'applique au marché du logement résidentiel social, existant ou neuf. Il s'agit d'accompagner les bailleurs sociaux dans la réalisation de travaux de rénovation ou de construction, éligibles aux certificats d'économies d'énergie. Après évaluation, EDF et le bailleur social conviennent ensemble du programme de réhabilitation et d'un objectif de performance. 151 000 logements sociaux ont ainsi pu être rénovés en 2012.

Dans les autres sociétés du Groupe

Au-delà de ses obligations réglementaires et de ses opérations de mécénat, le dispositif du groupe Électricité de Strasbourg repose sur les engagements suivants :

- participation volontaire renforcée au Fonds de solidarité logement (100 000 euros), qui a permis en 2012 de venir en aide à plus de 1 000 clients précaires ;
- prévention des difficultés de paiement par la formation d'acteurs sociaux et information des populations concernées pour mieux gérer leurs consommations ;

1. Department of Energy and Climate Change: Annual report on fuel poverty statistics 2011.

2. EDF distribue les tarifs sociaux de l'électricité (Tarif Première Nécessité, de façon exclusive) et du gaz naturel (Tarif Spécial de Solidarité), respectivement compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) et la Contribution au Tarif Spécial de Solidarité du Gaz (CTSSG). Suite à une modification réglementaire intervenue en mars 2012 qui simplifie les modalités d'accès aux tarifs sociaux de l'énergie et permet aux ayants droits identifiés comme clients EDF d'y prétendre, plus d'un million de foyers en Métropole, Corse et outre-mer ont pu bénéficier du tarif TPN en 2012 (635 000 en 2011).

- accompagnement personnalisé de chaque client en difficulté, qui bénéficie du maintien de l'énergie à la puissance souscrite le temps d'entreprendre les démarches nécessaires auprès des services sociaux;
- remise de chèques énergie *via* huit associations, dans le cadre d'une convention d'aide aux clients en difficulté.

ERDF travaille à la détection des clients en situation de précarité énergétique et à la prévention de la suspension de fourniture d'énergie, quel que soit le fournisseur concerné. En 2012, ERDF a signé également deux conventions avec le Comité national des régions de quartier et l'Union nationale des points d'information multiservices pour mieux informer les ménages en difficulté des dispositifs d'aide à leur disposition.

Au **Royaume-Uni**, le décret gouvernemental *Warm Home Discount Regulations* (avril 2011) a institué pour quatre ans l'obligation aux fournisseurs d'énergie qui ont plus de 250 000 clients d'apporter un soutien aux personnes en situation ou à risque de précarité énergétique. Cette réglementation remplace les actions volontaires engagées jusqu'alors par les fournisseurs dans le cadre de l'engagement volontaire du fournisseur. Le montant collectif de cette obligation s'est élevé à 250 millions de livres sterling sur 2011-2012 pour passer à 310 millions de livres sterling d'ici à 2014. EDF Energy estime ses dépenses à environ 26 millions de livres sterling la première année.

EDF Energy a appliqué le tarif réduit *Energy Assist* à 145 000 clients en 2012. Cette tarification a été supprimée pour les nouveaux clients en juillet, au profit des remises sur factures d'électricité instaurées par le plan *Warm Home Discount*. Sur l'hiver 2011/2012, 136 800 remises de 120 livres sterling ont été versées. EDF Energy estime à 19 000 le nombre de remises que la société effectuera sur l'hiver 2012-2013.

EDF Energy assure de façon automatique la tarification la moins chère du marché à toutes les personnes âgées identifiées par le *Department of Work and Pensions*, le ministère du Travail et des Retraités. En avril 2012, l'entreprise, dont les prix standard pour l'électricité et le gaz figurent parmi les moins chers, a lancé *Blue+Price Promise*, une offre qui informe tous les clients britanniques de la possibilité d'économiser plus d'une livre sterling par semaine sur leur consommation standard, quel que soit le fournisseur. Tout client qui y souscrit bénéficie d'un tarif gelé jusqu'en septembre 2013 et ne se voit facturé d'aucun frais de clôture de dossier s'il souhaite changer de fournisseur.

Le programme gouvernemental *Community Energy Saving* (CESP) s'est achevé en 2012. D'une durée de trois ans, il visait à améliorer l'isolation des quartiers défavorisés et concernait plus de 100 000 logements. À fin 2012, EDF Energy y aura contribué à hauteur de 89 millions de livres sterling au bénéfice de 30 000 foyers très vulnérables. Une nouvelle obligation aux fournisseurs (ECO) fait suite au CESP et y intègre les objectifs du CERT, un précédent programme gouvernemental de réduction des émissions de CO₂. Plus vaste, il cible la rénovation totale de logements résidentiels, isolation complète plus chauffage, fixe aux fournisseurs des objectifs de réduction des coûts de chauffage et des émissions de CO₂ pour les foyers à faibles revenus. Sur la période janvier 2013-mars 2015, les obligations d'EDF Energy portent sur 500 millions de livres sterling d'économies de chauffage et sur 3,5 millions de tonnes de réduction de CO₂.

EDF Energy a poursuivi :

- ses dons à l'association caritative indépendante EDF Energy Trust Fund (1,9 million de livres sterling en 2012 pour 2 493 foyers), qui attribue, pour les remettre à niveau, des aides aux foyers très endettés suite à des difficultés conjoncturelles (maladies graves, décès) et qui dispense également des conseils individualisés contre l'endettement aux populations des principales zones où l'entreprise est implantée;
- son soutien au programme *London Warm Zone*, en contribuant à la réalisation d'une enquête auprès de 10 000 foyers dans les quartiers les plus défavorisés de Londres pour identifier les bénéficiaires éventuels de primes au service d'une isolation et d'un chauffage plus efficaces.

L'entreprise a également engagé de nouveaux partenaires :

- financement de la *National Energy Action* pour former à l'efficacité et la précarité énergétiques non seulement des personnels en contact direct avec les foyers à faibles revenus mais aussi des bénévoles de coopératives de crédit;
- financement du programme *Impetus Consulting*, qui aide les petites associations de logement social à soutenir leurs locataires en situation de précarité énergétique.

En **Pologne**, les différentes sociétés du Groupe, qui produisent de l'électricité et de la chaleur mais qui ne gèrent pas de clients particuliers, poursuivent les conventions qu'elles ont signées avec des municipalités, des distributeurs et des ONG pour aider les populations fragiles, soit par des aides financières directes et des chèques énergie (EC Zielona Góra, Kogeneracja, EDF Wybrzeze, EDF Torun), soit par la fourniture de chaleur à titre gracieux à des organismes et établissements liés aux collectivités locales (EDF Krakow).

En **Hongrie**, en février 2012, EDF Démász a mis en place en partenariat avec la branche hongroise de l'Ordre de Malte un programme d'aide aux factures impayées pour les familles les plus vulnérables.

2.3.3.2 Contribution au développement économique et social des territoires où EDF opère

Le groupe EDF souhaite cohabiter de façon harmonieuse avec les territoires où il opère. Pour cela, les impacts induits par ses ouvrages et ses activités sur les territoires sont identifiés et traités, en recherchant au plus tôt, et avec les parties prenantes concernées, les opportunités de contribution au développement économique et social des territoires, en tant que partenaire de long terme. Ainsi EDF contribue-t-il tout particulièrement à l'insertion de personnes vulnérables. EDF s'affiche comme un acteur de la cohésion sociale et territoriale.

Contribution au développement local et à l'insertion de personnes vulnérables

EDF est particulièrement attentif à sa contribution au développement économique local et privilégié, autant que possible, l'emploi local.

Développement économique et création d'emplois locaux

	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lancement en 2012 du programme « Une rivière, un Territoire développement », qui vise à apporter expertise, soutien et financement aux acteurs locaux pour contribuer à la création de valeur et d'emploi, en développant avec eux l'appel aux compétences locales mais aussi en favorisant l'émergence de projets innovants, d'activités économiques d'avenir, dans les domaines de l'eau, de l'énergie et de l'environnement. Ce sont ensuite des moyens financiers, avec des fonds dédiés au programme et des relais locaux pour sa mise en œuvre. C'est ainsi que s'installeront progressivement dans les territoires des agences Une Rivière, Un Territoire Développement, ambassades d'EDF producteur hydroélectrique au cœur des vallées pour l'appui au développement territorial. Dans ce cadre, la 1^{re} agence de développement économique a ouvert à Rodez en 2012 : « territoire de la vallée du Lot, de la Truyère et du Tarn ». Un budget annuel de 3 millions d'euros lui a été alloué.
En France	<ul style="list-style-type: none"> ■ Création de plus de 7 000 emplois directs et indirects dans le cadre du développement de 1,5 GW de capacités d'éolien offshore en France en association avec Alstom. ■ Promotion des achats solidaires par différents canaux : <ul style="list-style-type: none"> ▪ l'accord triennal pour l'intégration des personnes handicapées dont un volet est relatif aux achats aux Établissements et Services d'Aide par le Travail, aux entreprises adaptées et aux organismes employant en majorité des travailleurs handicapés (objectif annuel d'achat de 6 millions d'euros dépassé avec 7,6 millions d'euros d'achats aux secteurs protégés et adaptés pour EDF en 2012), ▪ accord Sous-traitance socialement responsable ; EDF développe ses achats au secteur de l'insertion par l'activité économique (plus de 1,5 million d'euros en 2012).
Au Maroc	<ul style="list-style-type: none"> ■ Engagement d'EDF Énergies Nouvelles et ses partenaires Mitsui et Alstom à allouer au moins 30 % des travaux de construction du projet éolien Taza à des entreprises marocaines.

Insertion des personnes vulnérables et des jeunes

À fin 2012, en matière d'insertion professionnelle, EDF et ERDF ont dépassé leur objectif d'offrir à 1 000 personnes éloignées de l'emploi une opportunité d'insertion, de qualification en alternance et de validation d'une expérience de travail dans un métier « porteur ».

En France	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF mène ainsi des programmes spécifiques visant à former des jeunes à ses métiers, et tout particulièrement des jeunes ayant des difficultés d'accès à l'alternance. C'est le cas avec « Trait d'Union », en Ile-de-France et Méditerranée, dispositif mis en place par la Direction Commerce d'EDF qui s'engage dans l'insertion et la qualification de jeunes autour des métiers de conseiller clientèle, ou encore « Tremplin » en région Sud-Ouest et « Académie Bleu Ciel » sur la région Nord-Ouest. En 2012, 200 personnes ont bénéficié d'un de ces dispositifs. ■ À Flamanville, depuis 2009, près de 490 personnes éloignées de l'emploi, identifiées selon des critères proposés par EDF et déclinés par les représentants de l'emploi ont été embauchées dans le cadre d'une structure d'insertion par l'activité économique.
-----------	---

Contribution à la cohésion sociale et territoriale

En France, le 28 septembre 2010, l'État et neuf grands opérateurs de service public, dont EDF, ont signé un accord de partenariat (« + de services ») pour étoffer et mutualiser l'accès à l'offre de services accessible aux populations des territoires ruraux. Ce partenariat vise à regrouper dans des lieux uniques un ensemble d'offres à destination des populations rurales. En plus des sites existants, 60 nouveaux points partenariaux seront ouverts avec la collaboration d'EDF. L'expérimentation, menée dans 22 départements, inclut notamment la création de nouveaux points d'information et de médiation multiservices (PIMMS), de relais de services publics (RSP) hébergés pour la plupart par des collectivités territoriales ou leurs groupements. Le protocole a pour objectif de simplifier l'accès des services à tous les publics par la collaboration entre les signataires et la complémentarité entre prestations classiques, nouvelles technologies et points d'accueil physiques multiservices. À fin 2012, 21 contrats départementaux sur 22 ont été signés. La signature du contrat départemental du Cher est programmée début 2013.

2.3.3.3 Sous-traitance et achats responsables

L'accord EDF sur la sous-traitance socialement responsable signé en octobre 2006 est une déclinaison de l'accord RSE du Groupe. Il a été reconduit pour une durée indéterminée et met notamment en exergue la volonté de maintenir, dans la durée, des partenariats industriels et de services, afin que les prestataires puissent conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer de manière durable au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme.

Il garantit aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés que les interventions pour le compte d'EDF s'effectueront dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé-sécurité, en toute connaissance des risques inhérents aux activités exercées. Le comité de suivi de cet accord, mis en place en 2007, se réunit trois fois par an, avec la participation des signataires et des représentants des métiers d'EDF et examine l'avancement des actions prévues dans le cadre de cet accord.

Plusieurs types d'actions sont mis en œuvre dans les différents métiers d'EDF, comme par exemple :

- l'amélioration de l'accueil et des conditions de travail des prestataires sur les sites de production nucléaire et thermique ;
- des actions concertées avec les entreprises prestataires dans le nucléaire pour accroître l'attractivité du secteur et développer des formations adaptées ;
- l'obtention du label responsabilité sociale (LRS) dans la catégorie « centres de relations clients intégrés » des centres de relation clientèle dans le nouveau cadre LRS, sensiblement plus exigeant.
- une charte du développement durable entre EDF et ses fournisseurs. En outre, des critères à caractère environnemental, social et sociétal sont pris en compte dans les stratégies d'achat (évaluation de l'aptitude des fournisseurs et retour d'expérience), dès le stade d'élaboration du cahier des charges en étroite concertation avec les métiers prescripteurs. La charte est intégrée aux conditions générales d'achats et signée systématiquement par tout fournisseur contractant avec EDF. Elle comprend des engagements réciproques parmi lesquels on peut notamment citer :

- la réalisation d'audits « développement durable/responsabilité sociale » chez les prestataires et fournisseurs pour vérifier la mise en œuvre de ces engagements ;
- l'intégration des critères de responsabilité sociale dans la constitution du panel des fournisseurs et dans le retour d'expérience après réalisation des prestations ;
- l'intégration dans la formation des acheteurs, prescripteurs et acteurs du processus d'achats de modules portant sur la sous-traitance socialement responsable.

En 2012 comme en 2011, un programme de 57 audits de développement durable a été réalisé à partir d'un référentiel fondé sur les normes SA 8000 et ISO 14001, et d'une analyse de criticité, concernant des fournisseurs d'EDF implantés partout dans le monde. L'analyse détaillée des audits de 2011 a montré que 93 % des audits ont des résultats « satisfaisants » ou « acceptables avec commentaires ».

L'analyse des audits 2012 est actuellement en cours de réalisation.

2.3.3.4 Santé et sécurité des consommateurs

En France, EDF propose à ses clients particuliers de la marque Bleu Ciel® un service de diagnostic sécurité électrique, en partenariat avec Consuel¹. Ce service visant la sécurité des installations électriques intérieures propose la visite de Consuel : contrôle des points clés de sécurité de l'installation électrique privative du client dans toutes les pièces accessibles de son logement, vérification du respect des exigences minimales de sécurité au regard de la norme UTE XP C 16-600 « État des installations électriques des immeubles à usage d'habitation ». Un rapport de diagnostic est délivré au client recensant les éventuelles anomalies constatées et les risques encourus associés. Des conseils génériques pour y remédier sont délivrés, idéalement à faire réaliser par un électricien professionnel. En 2012, 1 776 diagnostics sécurité électrique ont été vendus.

2.3.4 Dispositifs de reporting

L'engagement de transparence vis-à-vis des parties prenantes s'exerce à travers l'action de reporting et de notation extra-financière. EDF publie annuellement un rapport de développement durable sur son site internet, qui analyse les impacts environnementaux, sociétaux et sociaux des activités industrielles et commerciales du Groupe.

Reporting extra-financier

Le reporting s'appuie sur les indicateurs extra-financiers définis par la *Global Reporting Initiative*, s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française NRE et de l'article 225 de la loi Grenelle 2 (décret d'application du 24 avril 2012) et s'adosse aux engagements internationaux du *Global Compact* dont le Groupe est parmi les premiers signataires.

Le contenu et la forme du reporting du Groupe font l'objet d'une démarche de progrès continu : renforcement des processus de remontées des données qualitatives ; publication d'une cartographie des modes de relation des sociétés du Groupe avec leurs parties prenantes ; publication des audits fournisseurs ; comparaison des performances d'EDF à celles de son secteur ; intégration de points de vues de parties prenantes (autorité de sûreté, prestataires, clients) ; simplification des parcours d'accès à l'information pour l'internaute ; intégration d'infographies pédagogiques (enjeux environnementaux, sociétaux et sociaux pour les activités du Groupe) ; publication des résultats des évaluations des agences de notation extra-financière.

Le Groupe s'est également engagé dans une démarche progressive de vérification de la qualité de ses indicateurs par ses Commissaires aux comptes.

En 2011, le Collège des Commissaires aux comptes a émis un rapport exprimant une assurance raisonnable sur les indicateurs « émissions de

CO₂ (pour la production d'électricité et de chaleur) » et « effectif total fin de période » et une assurance modérée sur une sélection d'indicateurs environnementaux et sociaux.

Pour l'exercice 2012, le groupe EDF vise la reconduction de cette assurance mixte.

Les informations de développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs.

La synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux est disponible en annexe 1.

Notation extra-financière

En mars 2012, EDF a été admis au sein du prestigieux index FTSE4Good (cf § 1.2.2.3.1).

Depuis 2005, EDF a intégré l'indice ASPI, indice « éthique » regroupant 120 entreprises évaluées sur la base de leur performance de développement durable par l'agence de notation française Vigeo. Depuis 2012, EDF est également membre des indices Vigeo France 20, Vigeo Europe 120 et Vigeo World 120. En 2012, a obtenu une note de 55/100.

EDF répond également au *Carbon Disclosure Project* (CDP).

En 2012, 81 % (405) des sociétés du classement Global 500 ont répondu au questionnaire du CDP ; en France, 97 % des entreprises du CAC 40 y ont répondu, ce qui révèle l'importante implication des plus grandes entreprises françaises en matière de transparence et de réduction des émissions de CO₂.

Pour l'année 2012, EDF a obtenu 87 au score de transparence (+ 25 points par rapport à 2011) et B à la note de performance.

Les filiales et participations du groupe EDF développent leur reporting extra-financier, que ce soit par l'élaboration d'un rapport annuel de développement durable (Edison en Italie, ERDF, Électricité de Strasbourg), l'intégration de leurs enjeux de développement durable dans leur rapport d'activité (UTE Norte Fluminense au Brésil) ou par la publication d'engagements et d'indicateurs sur leur site internet (EDF Energy au Royaume-Uni, CENG aux États-Unis).

2.4 Informations sociales

2.4.1 La politique de responsabilité sociale

Contexte et objectifs

EDF a clairement exprimé son ambition humaine autour d'un double projet économique et social et a réaffirmé sa stratégie Ressources Humaines autour de trois grandes priorités, partagée avec tous les métiers et sociétés du Groupe :

- développer nos compétences et dynamiser l'ascenseur social ;
- faire de la reconnaissance, de la qualité de vie au travail et de la santé-sécurité des leviers de l'engagement de tous pour une performance durable ;
- introduire davantage de diversité et renforcer notre culture commune, en particulier parmi les managers et experts.

Ces priorités sont au cœur du dialogue social qui a été poursuivi en 2012 avec huit accords signés par EDF SA pour lui-même ou pour le Groupe.

Mise en œuvre de l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE)

L'accord RSE du groupe EDF signé en 2005 a été renouvelé en janvier 2009 pour une période de quatre ans. Ce deuxième accord renforce les engagements du Groupe, notamment sur les sujets tels que la sous-traitance, la lutte contre le changement climatique ou encore la biodiversité. En 2011,

1. Consuel ou Comité National pour la Sécurité des usagers de l'électricité est une association reconnue d'utilité publique chargée du visa d'attestations de conformité des installations électriques des habitations neuves ou entièrement rénovées après leur éventuel contrôle.

Le Comité de suivi de l'accord (CDRS) a procédé à l'élection de son nouveau secrétaire et a désigné les nouveaux membres de son bureau. Lors de la revue, il a également été décidé de choisir chaque année l'un des 20 articles de l'accord pour en faire une communication plus appuyée durant l'année en cours et une évaluation plus approfondie lors de la revue suivante.

EDF a vu renouveler en 2012 son label de responsabilité sociale pour le management de ses centres de relation client, qui intègre les actions conduites dans des domaines aussi variés que la gestion des ressources humaines, le dialogue social, l'engagement sociétal, les pratiques commerciales, le respect de l'environnement et les modes de gouvernance. Il se rapproche ainsi des attendus de la norme ISO 26000 relative à la responsabilité sociale des organisations.

Respect des droits humains

Les mesures actuelles de contrôle et de vérification du respect des droits humains apparaissent suffisantes pour la majorité des sociétés du groupe EDF. En complément des voies de recours classiques (management, filière RH, représentants des salariés), des dispositifs d'alerte sont mis à disposition des salariés en cas de difficultés dans la plupart des sociétés (délégué éthique, Ombudsman, comité éthique, numéros verts...).

Chez Électricité de Strasbourg (ÉS) par exemple, une « Charte pour lutter ensemble contre le harcèlement et les violences au travail » est annexée aux règlements intérieurs des sociétés du Groupe depuis octobre 2011. Outre un rappel des risques encourus par les contrevenants aux obligations légales en la matière, cette charte définit le dispositif précontentieux mis en place dans le groupe ÉS en cas d'agissements hostiles.

Une nouvelle charte éthique Groupe a été définie en 2012 et est en cours de déploiement pour l'ensemble des salariés des sociétés du Groupe de tous horizons et de tout métier.

Des sociétés ont par ailleurs pris des mesures complémentaires en 2012. Edison a ainsi défini en 2012 une nouvelle procédure d'évaluation et de contrôle du respect des droits humains, applicable sur l'ensemble de ses sites. EDF Energy a renforcé en 2012 son code éthique, notamment sur les thèmes relatifs à la prévention des discriminations, du harcèlement et à la santé des salariés.

La politique de responsabilité sociale vis-à-vis des fournisseurs et des sous-traitants

La politique de sous-traitance du groupe EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

- il s'agit tout d'abord pour EDF de donner de la visibilité à moyen terme aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires, compte tenu notamment de ses enjeux industriels et des caractéristiques de son outil de production ;
- EDF souhaite par ailleurs progresser dans ses pratiques de sous-traitance grâce à la capitalisation des expériences opérationnelles et au transfert entre métiers des meilleures pratiques en la matière ;
- EDF confirme son engagement dans le développement de pratiques de sous-traitance socialement responsable (STSR) à travers la signature ou la prolongation d'accords sur la STSR avec les organisations syndicales.

Les grands sujets de la sous-traitance à EDF SA en 2012 ont aussi bien concerné l'activité industrielle que commerciale.

Les effectifs du chantier de Flamanville 3 ayant atteint leur apogée en 2011, les emplois liés à l'activité de génie civil connaissent à partir de 2012 une baisse significative. L'ajustement des effectifs s'opère, sur l'exercice, par un départ majoritaire des salariés déplacés tandis que se déploie le plan d'actions, défini dans le cadre de l'engagement de développement de l'emploi et des compétences (EDEC) pour accompagner les salariés locaux et proposer des solutions de continuité du parcours professionnel (financement notamment de 75 parcours de formation).

Stable autour de 3000 salariés sur une grande partie de 2012, l'effectif est désormais de l'ordre de 2650 salariés prestataires sur le dernier trimestre. Depuis l'ouverture du point local d'accueil Pôle Emploi fin 2007, 2980 offres d'emploi ont été déposées par les entreprises, et 95 % d'entre elles ont été satisfaites.

Par ailleurs, à fin décembre 2012, environ 92 000 heures de formation ont été financées sur l'exercice au bénéfice des demandeurs d'emploi locaux, pour leur permettre d'accéder aux emplois ouverts par les entreprises prestataires du chantier, essentiellement dans le domaine de l'électro-mécanique.

Les activités sous-traitées dans le domaine de la maintenance du parc de production en exploitation concernent notamment des compétences pointues ou rares, que seules peuvent mobiliser et entretenir en permanence des entreprises spécialisées qui travaillent aussi pour d'autres industriels.

La forte saisonnalité des arrêts des installations de production et donc le besoin d'absorber des pics de charge induisent aussi un certain recours à la sous-traitance.

Enfin, EDF fait appel à la sous-traitance afin de pouvoir disposer d'une main-d'œuvre spécialisée.

Le recours à la sous-traitance répond donc à une politique industrielle visant à garantir en permanence la meilleure performance dans tous les domaines, tant sur le plan des compétences que sur celui de l'organisation.

Pour ce qui concerne plus particulièrement le parc de production nucléaire en exploitation, après la remise en septembre 2011 des dossiers d'évaluation complémentaire de sûreté établis suite à l'accident de Fukushima, l'année 2012 a été marquée par l'élaboration par le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN) du « cahier des charges social » applicable aux prestations de service et de travaux réalisées sur une installation nucléaire de base (INB) en France. Ce cahier des charges social, commun à tous les exploitants du nucléaire, sera intégré aux appels d'offres d'EDF à partir de début 2013. Par ailleurs, EDF a, dès le 1^{er} juillet 2012, limité le nombre de niveaux de sous-traitance pour ces mêmes activités de maintenance nucléaire : chaque titulaire de marché n'est lui-même désormais autorisé qu'à deux niveaux de sous-traitance, y compris pour les marchés déjà en cours.

Les activités de relations clientèle nécessitent elles aussi un recours à la sous-traitance, notamment pour faire face à la gestion des plages horaires étendues proposées aux clients et aux variations de charge d'activités. Il se fait de manière privilégiée sur des actes présentant une complexité ou un enjeu moindre pour le client. Il est aussi utilisé en complément pour absorber le surcroît d'activité engendré par des projets de transformation, liés aux systèmes d'information notamment.

Différents sujets opérationnels ont été explorés ou mis en œuvre en 2012 :

- la Direction Commerce d'EDF SA a obtenu le label socialement responsable en tant que donneur d'ordre pour les activités d'accueil téléphonique sous-traitées. L'accord STSR avait été signé en 2011 au sein d'ERDF ;
- dans le cadre de la « Charte développement durable entre EDF et ses fournisseurs » mise en œuvre en 2007, la Direction des Achats Groupe a poursuivi ses audits « Développement durable/responsabilité sociale », réalisés chaque année auprès des fournisseurs, selon un référentiel basé sur les normes SA 8000 et ISO 14001 (57 audits réalisés en 2012) ;
- Edison a rejoint le projet « Sous-traitance responsable » avec dix autres entreprises pour travailler à un outil d'auto-diagnostic à l'attention des sous-traitants, partant des principes du *Global Compact* ;
- EDF Energy demande également à l'ensemble de ses fournisseurs de renseigner un questionnaire d'évaluation sur le respect des principes du *Global Compact*.

2.4.2 L'ambition RH: les priorités

2.4.2.1 Le développement des compétences

Emplois, compétences

Le groupe EDF est aujourd'hui confronté à de nouveaux défis :

- les métiers évoluent, en lien avec les enjeux technologiques, économiques, environnementaux du secteur de l'énergie, et avec les ambitions de développement du groupe EDF, en France et à l'international ;

- la reprise des investissements industriels dans toutes les filières et le développement des activités du Groupe à l'international intensifient les besoins de compétences;
- plus de 16 % des effectifs d'EDF SA et ERDF pourraient partir à la retraite entre 2013 et 2016, dont une part importante des effectifs de maintenance et d'exploitation dans les métiers de production, d'ingénierie et de distribution.

Le recrutement et la mobilité au sein du Groupe sont des leviers essentiels pour assurer le renouvellement des compétences et accompagner les projets de développement du Groupe en France et à l'international.

En 2011, le site edfjoinus.com s'est ouvert aux offres d'EDF Energy, en 2012 aux offres d'EDF Luminus et prochainement à celles d'Edison. EDF SA et ERDF ont recruté en 2012 plus de 6 500 salariés. Les recrutements concernent tous les métiers techniques du Groupe, principalement la production et la distribution d'électricité, mais également ses activités commerciales et la R&D. Les trois collèges (cadre, maîtrise, exécution) recrutent à parts quasi égales. Les nouveaux embauchés sont surtout de jeunes diplômés mais EDF recrute aussi des profils plus expérimentés.

Le niveau d'embauches en 2012 a été très supérieur au nombre de départs en retraite.

Le développement des compétences en nombre et en qualité à la suite de l'accident de Fukushima a été intégré comme un axe majeur dès le plan à moyen terme 2012-2014. L'année 2012 a été caractérisée par une forte augmentation des ressources de la Division production nucléaire (DPN) et de la Division ingénierie nucléaire (DIN) qui doit se poursuivre de 2013 à 2015. Ces deux divisions ont accéléré leur rythme de recrutement (2 055 recrutements répartis entre la DPN (1 570) et la DIN (485)) avec une prévision en croissance pour 2013.

Des dispositions précises (logistique, désignation de site support) ont été prises en 2012 pour mettre en place la FARN dont l'impact avec le renforcement des équipes de crise se situera à terme à hauteur de 400 salariés.

Un dernier enjeu essentiel déjà intégré dans le modèle du renouvellement des compétences du nucléaire (RDCN) est la création et la gestion de pépinières (près de 3 000 personnes de 2012 à 2014 pour la DPN). Cette dimension s'avère un axe majeur de ce programme d'action dans une période de transmission des compétences précédant une vague importante de départs en inactivité.

La DIN apporte une attention particulière à la montée en compétences de tous les nouveaux entrants et a pour ce faire, rénové et industrialisé la professionnalisation de ses salariés par grands domaines de compétences (12 domaines identifiés). Elle a également développé de nouveaux outils (ex : *echecing*, *WikipediDIN*) pour faciliter la transmission des savoirs via des communautés de salariés.

Une démarche expérimentale de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) a été construite en 2012 pour construire une méthodologie et des processus pour les métiers d'EDF SA, élaborer une politique de GPEC et préparer le déploiement dans tous les métiers. Cette démarche menée sous forme de projet a associé des entités pilotes.

Les outils méthodologiques construits comprennent :

- un glossaire;
- des processus types (activités cadencées dans le temps afin d'être compatibles notamment avec le cycle de gestion);
- une trame type de restitution de la GPEC (guide en appui à la réalisation des GPEC et à la formalisation des résultats);
- des notes méthodologiques (équation de l'emploi, cartographie GPEC des compétences, projection des charges de personnel...).

Concernant la mobilité, EDF SA et ERDF ont mis en place des dispositifs favorisant l'élaboration de parcours professionnels pour les salariés, avec notamment début 2011 la mise en ligne d'un intranet facilitant l'accès des salariés à l'information sur les parcours professionnels. Cet outil oriente les salariés vers les informations utiles présentes dans l'intranet EDF, sur les sites de Directions métiers ou sur les sites d'ERDF. Cet outil est complété par le lancement d'une communauté des conseillers parcours professionnels.

La mise en œuvre d'une politique de mobilité internationale permet de mettre les compétences nécessaires au service des projets développés dans

une trentaine de pays. Un extranet dédié à l'international et accessible à tous les salariés du Groupe permet à la fois aux salariés désireux de travailler à l'international de se faire connaître des recruteurs, et à ces derniers de repérer des candidatures qui viennent compléter les viviers constitués dans chacune des filières métiers.

Formation

Le Groupe a toujours consacré un budget important à la formation de ses salariés. Sur l'ensemble du Groupe, EDF a consacré 7,3 % de sa masse salariale à la formation soit 82 % des salariés formés pour un volume moyen de 48 heures de formation par an et par salarié.

À EDF SA, le taux d'accès à la formation, comme le volume de formation par salarié, est élevé : 85 % des salariés ont suivi au moins une action de formation en 2012, durant 66 heures en moyenne (par an et par salarié).

Les managers du Groupe en France bénéficient de cet effort renforcé de formation au travers des offres de l'Université Groupe du Management (UGM). Trois cursus de formation les accompagnent dans leur prise de responsabilité : 741 d'entre eux les ont suivis en 2011 et 1 294 les ont suivis en 2012. L'Université Groupe du Management a organisé 40 cursus comprenant 87 modules dans l'année.

Les managers du Groupe en France bénéficient désormais d'une offre de formation d'accompagnement non seulement à leur prise de poste mais aussi pendant leur mandat. 1 800 managers ont suivi au moins un stage du nouveau dispositif «manager en poste».

Plus de 11 000 managers en France et à l'étranger ont accès à une plateforme de formation à distance où ils peuvent réaliser en ligne des modules d'e-learning pour se professionnaliser sur les fondamentaux du management : entretien annuel, délégation, développement des collaborateurs, gestion du temps. Ces dispositifs de formation ont été déployés dès 2012 en polonais pour les managers polonais et en anglais pour les managers hongrois et slovaques. L'accès à la plateforme sera étendu aux managers chinois en 2013, puis aux managers belges, italiens et anglais, selon l'agenda des sociétés de ces pays.

La plateforme d'e-learning a enregistré 25 604 connexions de son lancement à fin décembre 2012. 6 548 managers et dirigeants se sont connectés au moins une fois à «ecampusmanagers» et 2 744 heures de formation à distance ont été dispensées.

Enfin l'UGM a poursuivi en 2012 son internationalisation au travers d'une session de découverte du Groupe et de ses enjeux pour les managers, les talents et les nouveaux arrivants de la Division chinoise et d'une session de formation des managers en Belgique et en Pologne.

En France, l'accord « Défi Formation » signé le 10 septembre 2010 par l'ensemble des organisations syndicales des trois sociétés EDF SA, ERDF et RTE, contribue à apporter un nouveau souffle à la politique de formation du Groupe : relance de l'ascenseur social (notamment par une redynamisation des formations promotionnelles et de l'alternance), création de 13 Académies des métiers, y compris dans les métiers transverses, toutes labellisées en 2011 et dont la confirmation a été réalisée pour 6 d'entre elles en 2012 (production nucléaire, ingénierie nucléaire, thermique, hydraulique, distribution, juridique). Un réseau de sites de formation comprend un Campus Groupe ouvert à toutes les directions et filiales et des campus-métiers dédiés aux métiers de la production et de la distribution d'électricité, situés sur 35 sites de formation en France.

Cette démarche s'élargit progressivement aux sociétés du Groupe dans le monde, avec notamment :

- l'internationalisation des Académies métiers qui s'est poursuivie par l'expérimentation de nouveaux modules de formation internationaux (RH, finance, communication, juridique, achat) et la consolidation de partenariats dans des académies de métiers de la production : accord sur la professionnalisation avec la branche *Nuclear New Build* d'EDF Energy, mesures facilitant les mobilités croisées conduites par l'ingénierie nucléaire d'EDF SA;
- l'ouverture programmée d'un Campus au Royaume-Uni sur le site de Bridgwater (décision prise en 2011);
- le *People Development Programme*, validé par le Comité de Direction Groupe en septembre 2011, qui vise à mettre en œuvre dans toutes les

sociétés du Groupe dans le monde, dès 2012, 6 engagements tournés vers les salariés autour de :

- l'entretien annuel, qui devra notamment comporter un volet performance et un volet développement professionnel ;
- l'accompagnement par un interlocuteur RH au cours des étapes clés de sa carrière ;
- l'accès à des programmes de formation appropriés pour pouvoir se professionnaliser dans son emploi actuel et futur ;
- la visibilité sur les opportunités d'emploi et de mobilité au niveau de sa société/son pays et du Groupe/du monde ;
- l'information sur les évolutions de son métier ;
- la transmission des compétences par l'alternance et les stages.

Dans ce cadre, la majorité des sociétés ont mis en place un entretien annuel d'évaluation et de performance. Des modules d'e-learning ont été spécifiquement développés en France pour les managers, parfois pour les salariés afin de préparer ce jalon annuel. Les trames d'entretien annuel ont été enrichies d'une partie développement-professionnalisation et d'une partie évolution de carrière (déploiement en cours).

En matière de formation, les sociétés ont commencé à s'outiller afin d'identifier de manière systématique les salariés n'ayant pas bénéficié de formation depuis 3 ans au moins et mettre en œuvre les actions correctives, le cas échéant.

Voie d'excellence pour la formation, la professionnalisation et l'insertion professionnelle des jeunes et des personnes rencontrant des difficultés d'accès à l'emploi, l'alternance est un élément structurant de l'identité d'EDF. À la rentrée 2012-2013, plus de 3 600 alternants ont rejoint EDF SA et ERDF en contrat d'apprentissage ou en contrat de professionnalisation, pour préparer tous les niveaux de diplômes ou de titres professionnels, du CAP au BAC + 5, portant à plus de 5 700 le nombre d'alternants présents au 31 décembre 2012, soit plus de 5 % de l'effectif d'EDF SA et ERDF.

Une place significative a été accordée aux alternants formés par le Groupe dans ses embauches : en 2012, ils ont représenté 9,5 % des embauches cadres et 24,9 % des embauches maîtrise/exécution pour EDF SA et ERDF.

L'alternance repose sur l'engagement de plus de 4 000 tuteurs. L'alternance est également fondée sur des partenariats de qualité avec plusieurs organismes de formation. Parmi ceux-ci, un CFA (centre de formation des apprentis) des métiers de l'énergie en Ile-de-France a été créé en septembre 2011, toujours à l'initiative d'EDF, d'ERDF et RTE. Au total le Groupe a accueilli 6 717 alternants.

Rémunération

Pour attirer, motiver et fidéliser les compétences qui permettront de répondre à ses enjeux industriels et commerciaux, EDF développe une politique de rémunération globale positionnant l'entreprise sur les bonnes pratiques observées dans les secteurs comparables.

Cette politique de rémunération globale porte sur :

- la reconnaissance des responsabilités et des résultats obtenus à travers la politique salariale ;
- la reconnaissance de la performance collective à travers l'intéressement ;
- l'offre d'épargne salariale et la politique d'abondement ;
- l'actionnariat salarié ;
- la protection sociale et les avantages sociaux.

Depuis 2011, l'ensemble des salariés OETAM (Ouvrier, Employé, Technicien et Agent de Maîtrise) d'EDF SA bénéficient comme les cadres d'une rémunération variable individuelle, fondée sur leurs performances individuelle et collective.

Pour EDF SA et ERDF, les accords d'intéressement sont triennaux et prévoient que le montant d'intéressement à verser est déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale). Pour EDF SA, l'accord qui couvre la période 2011-2013 retient cinq critères nationaux de performance (EBE Groupe – production d'électricité – taux de satisfaction clients – taux de salariés formés – pourcentage de déchets retraités).

La majorité des salariés du groupe EDF sont éligibles à une rémunération variable.

Politique de rémunération à l'embauche

Au 1^{er} janvier 2012, les salaires d'embauche statutaires à EDF étaient les suivants (13 mois brut – majoration résidentielle 25 % – sans expérience professionnelle) :

- salaire annuel CAP/BEP : 20 296 €, (19 153 € sans diplôme) ;
- salaire annuel Bac : 21 111 € ;
- salaire annuel Bac + 2 (BTS) : 24 791 € ;
- salaire annuel cadre : compris entre 34 755 € et 42 204 €.

Le salaire annuel d'embauche au niveau CAP/BEP à EDF est ainsi supérieur de 19 % au SMIC (SMIC annuel 12 mois : 17 708 € brut au 1^{er} janvier 2012).

Depuis 2008, EDF SA met à la disposition de chacun de ses salariés un bilan complet individualisé de sa rémunération annuelle et de ses composantes. Un livret d'épargne salariale a également été diffusé à l'ensemble des salariés d'EDF SA et d'ERDF.

2.4.2.2 La politique de santé au travail

Santé – Sécurité

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques professionnels. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur de l'entreprise.

La politique santé-sécurité d'EDF, signée par le Président en mars 2009, prend en compte les évolutions de l'environnement professionnel, les nouvelles formes de travail ou encore l'allongement des carrières qui ont fait émerger de nouvelles préoccupations rendant nécessaire la réorientation de la politique. C'est le fruit d'un dialogue pluridisciplinaire entre les différents acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel). Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations.

En application de l'accord collectif relatif au dialogue social concernant la santé au travail, signé en novembre 2010, huit médecins ont été désignés par leurs pairs pour participer au Groupe National de Santé au Travail qui s'est réuni quatre fois en 2012. Ce groupe multidisciplinaire a mis en place quatre groupes de travail consacrés à la réforme de la médecine du travail et son impact sur l'organisation des SST – Santé et Sécurité au Travail (GT1), à la santé des prestataires (GT2), aux pratiques addictives (GT3) et au lien entre la santé et l'allongement de la vie active (GT4). Les travaux de ces groupes se traduiront par des recommandations à destination des directions opérationnelles.

De plus, conformément aux termes de l'accord, une réunion de l'ensemble des secrétaires de CHSCT a été organisée en février et en décembre 2012. Ces réunions permettent de faciliter le partage sur le fonctionnement des CHSCT, l'expression des besoins de formations, les aspects juridiques et sur des sujets d'actualité tels que les risques psycho-sociaux en 2012. Après une phase d'installation, ces rencontres se tiendront désormais à une fréquence annuelle.

Dans les sociétés du Groupe, le dialogue social sur les champs de la santé et sécurité au travail relève de législations propres à chaque pays.

La législation française privilégie sur ce champ une instance de représentation spécialisée, le CHSCT, qui a un rôle de contrôle, d'analyse des informations et de propositions d'actions. Les différentes Directions et sociétés françaises du Groupe s'appuient sur cette instance pour présenter en particulier les documents d'évaluation des risques professionnels et les rapports annuels des médecins du travail. Pour autant, le dialogue social sur ce champ est également développé dans d'autres instances.

En novembre 2011 a eu lieu la première réunion du CCE (Comité Central d'Entreprise) consacrée exclusivement au sujet de la santé et de la sécurité, concrétisant l'approche multidisciplinaire des questions de santé voulue par l'entreprise. Cette action a été poursuivie en 2012. Au niveau du Groupe, une présentation des actions de prévention est faite annuellement à la Commission Santé-Sécurité du Comité Européen d'Entreprise.

Accidents du travail

Un renforcement des démarches de prévention des accidents a été engagé en focalisant sur les risques cœur de métiers de l'entreprise.

En matière d'accidents du travail, EDF mène depuis plus de dix ans un effort important de prévention et de formation qui lui a permis de réduire de manière très significative le nombre d'accidents du travail avec arrêt. Le Groupe enregistre ainsi une amélioration régulière du taux de fréquence (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année en cours et par million d'heures travaillées) : 3,9 en 2011 contre 4,5 en 2010 et en 2009. Les résultats 2012 s'établissent à 3,8, confirmant cette évolution.

Le taux de gravité (nombre de jours décomptés dans l'année en cours d'arrêts calendaires liés à des accidents, y compris ceux consécutifs aux accidents des années antérieures, par milliers d'heures travaillées) d'EDF se situe pour 2012 à 0,15, à comparer à 0,14 en 2011 et 0,16 en 2010. En 2012 ce taux s'établit à 0,16 pour le Groupe.

	2011	2010	2009
Nombre de maladies professionnelles déclarées à la Sécurité sociale au cours de l'année	11	12	12

En 2011 : 54 salariés sont concernés ; en 2010, 53 salariés sont concernés.

Maladies déclarées :

- silice (pneumoconiose) ;
- amiante (pleurésie, plaques pleurales) ;
- amiante (cancer du poumon primitif) ;
- bruits lésionnels (surdité) ;
- gestes et postures (affection de l'épaule) ;
- gestes et postures (tendinite, canal carpien) ;
- affection provoquée par des rayonnements ionisants.

Ces statistiques de sécurité sociale sont considérées comme consolidées après trois années de recul.

Dosimétrie (ou radioprotection)

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.

En France la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2012, la dose collective moyenne est de 0,67 homme-sieverts par réacteur, chiffre qui est en baisse par rapport à 2011 (0,71 homme-sieverts par réacteur) et de niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de réacteurs à eau pressurisée. EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective du Grand Carénage et des volumes de travaux induits.

Au Royaume-Uni, en 2012, la dose collective moyenne est de 0,037 homme-sieverts pour le réacteur REP et 0,063 homme-sieverts par réacteur pour l'AGR.

La performance des sites d'EDF Energy en matière de radioprotection et d'exposition à l'irradiation continue de s'améliorer, principalement grâce à la gouvernance optimisée des travaux de maintenance et de réparation.

EDF poursuit ses efforts afin de continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements en-deçà de la limite réglementaire (20 mSv). En France en 2012, aucun intervenant, salarié d'EDF ou prestataire n'a dépassé 16 mSv (dose individuelle sur 12 mois glissants).

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

L'amélioration continue des résultats en radioprotection implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté.

Après avoir constaté en 2010 et 2011 une augmentation du nombre d'accidents mortels dans le Groupe suite à des chutes de hauteur, EDF a mis en place, en 2011, un dispositif de partage sur les causes des événements significatifs dans le Groupe. Son déploiement en cours doit permettre de progresser dans ce domaine, en particulier sur la maîtrise des risques « cœur de métier » tels que le risque de chute de hauteur, le risque électrique et le risque routier.

En 2012, la baisse du nombre de décès liés à des risques de sécurité « cœur de métier » (1 décès lié à ces risques en 2012 contre 3 en 2011) est masquée par le nombre de décès ayant d'autres causes (malaises, accidents pendant le trajet...) qui lui est en augmentation. Au total 14 décès des salariés du Groupe sont enregistrés en 2012 contre 13 en 2011.

Maladies professionnelles

En ce qui concerne les maladies professionnelles, les données publiées dans le Bilan Social d'EDF SA en 2011 font apparaître :

Au Royaume-Uni, aucune dose individuelle n'a dépassé le seuil de 10 mSv sur l'année calendaire 2012, la dose la plus élevée étant de 8,2 mSv.

2.4.2.3 Qualité de vie au travail (QVT)

La Qualité de vie au travail est le résultat de la mise en œuvre d'un ensemble de leviers qui relèvent de l'organisation du travail, des relations au travail, du développement professionnel, des environnements de travail, des équilibres de vie. La promotion de la diversité et la prévention des discriminations contribuent également à créer les conditions d'un travail de qualité.

Afin de franchir une nouvelle étape dans la prise en compte dans l'ensemble de ces leviers au sein du Groupe, EDF a créé en 2007 un Observatoire national de la qualité de vie au travail, renforcé son dispositif éthique et simplifié ses procédures pour favoriser le management de proximité.

L'Observatoire constitue un espace de dialogue associant médecins, managers, partenaires sociaux, experts externes. Il exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commande des études et formule des recommandations.

En 2008, il a recommandé la mise en place du dispositif EVREST (Évolutions et Relations en Santé au Travail) qui permet à l'entreprise de se doter d'un système d'indicateurs croisés santé/travail. Ce dispositif a été mis en place en 2009 par les médecins du travail sur la base du volontariat. Au sein des IEG, 107 médecins sont inscrits et 87 ont saisi 9 000 questionnaires (4808 à fin 2011). Les résultats 2011-2012 seront présentés lors de la séance de l'Observatoire en janvier 2013.

Depuis sa création l'Observatoire a formulé d'autres recommandations pour favoriser les équilibres vie professionnelle/vie privée des salariés et la coopération au travail entre les générations. Ces recommandations, adressées au management, ont fait l'objet en 2011 d'une première évaluation de leur application.

En 2011 et 2012, à partir des travaux présentés par l'ANACT (Agence nationale pour l'amélioration des conditions de travail) sur les enjeux de l'allongement de la vie au travail, l'Observatoire a établi une recommandation sur la promotion des environnements de travail favorisant le développement professionnel à tous les âges. Il mène actuellement une réflexion relative à la conduite des transformations dans l'entreprise.

Enfin, l'espace collaboratif *Innovation for better* permet aux managers et aux RH de capitaliser et partager les bonnes pratiques, de disposer de contributions d'experts et de bâtir une communauté sur le domaine qui regroupe plus de huit cents membres.

À l'échelle du Groupe, la priorité donnée à l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la santé s'est traduite par la mise en œuvre d'échanges d'expérience, de comparaison de données ou d'observation de pratiques au

sein des métiers ou sociétés à leur invitation. Ces échanges ont été organisés de manière régulière au sein de la communauté *Health and Safety* en matière de santé et sécurité au travail, lors de *learning expeditions* organisées chaque année depuis 2010 en France, au Royaume-Uni et en Pologne.

Risques psychosociaux

Chaque entité a désigné un correspondant éthique, et un numéro vert national est accessible à tous les salariés en cas de difficultés graves au travail.

Depuis 2008, un appui de médecins spécialisés est apporté 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 au management en cas d'événement traumatisant survenu dans leur unité, afin de les conseiller et d'organiser tous les secours nécessaires pour les proches des victimes et des équipes de travail.

L'accord collectif « Prévenir les risques psychosociaux et améliorer la qualité de la vie au travail » de 2010 à EDF prévoit différents dispositifs de dialogues multidisciplinaires au plus près des situations de travail et de formation des acteurs.

Les principales actions réalisées concernent :

- la généralisation des groupes multidisciplinaires et la formation en commun des acteurs participant à ces groupes ;
- l'inscription des risques psychosociaux au document unique requis par la réglementation (un guide a été publié pour la prise en compte de ces risques dans l'évaluation et leur transcription) ;
- l'intégration progressive des dimensions QVT dans les études d'impact en amont des changements d'organisation.

L'évaluation à mi-parcours de l'accord avec les signataires a débuté au second semestre 2012.

Par ailleurs, EDF SA et ERDF ont développé dans chaque unité des groupes d'analyse multidisciplinaires (GMD) rassemblant différents acteurs (managers, médecins, assistantes sociales, représentants du personnel, consultants internes) qui ont vocation à échanger et à présenter des propositions d'action en matière de qualité de vie au travail et de prévention des risques psycho-sociaux. À la maille d'EDF SA, plus de 50 GMD existent à ce jour. On peut d'ores et déjà tirer un premier bilan satisfaisant de ces groupes : ils renouvellent les conditions du dialogue social en permettant un échange plus large qu'entre les seuls partenaires sociaux, ils permettent de traiter des cas individuels et collectifs, ils jouent dans certains cas un rôle dans la conduite des transformations et permettent ainsi de mieux relier les questions de santé et de performance économique.

Dans les sociétés étrangères, on peut noter que le dialogue social relève soit de l'application directe de la législation, soit d'un accord entre partenaires sociaux.

En Hongrie (EDF Demasz), la loi donne compétence à un comité paritaire sur la sécurité qui se réunit régulièrement sur le sujet, comme en Italie. En 2012, les sociétés BE ZRT et EDF Energy ont signé des chartes précisant les modalités de dialogue social en matière de Santé et Sécurité. Au sein d'Edison un accord spécifique a été signé en avril 2012 sur la formation à la santé et sécurité, dont les modalités sont déclinées par publics cibles (fonctions centrales, métiers techniques, travailleurs mobiles, management). Une nouvelle politique santé/sécurité a été signée chez SSE.

2.4.2.4 La diversité

Le groupe EDF s'attache à promouvoir la diversité, comme levier de performance pour :

- mieux percevoir la diversité des clients et répondre au mieux à leurs attentes ;
- mieux refléter la société dans laquelle il évolue ;
- que les femmes et les hommes expriment au mieux leurs talents.

Pour ce faire, l'entreprise s'est engagée à plusieurs reprises en la matière et ce dès 2005 via l'accord Responsabilité Sociale du Groupe qui consacre plusieurs articles à la lutte contre les discriminations, au respect de la diversité et à la promotion de l'égalité des chances. Il s'agit, avec la Charte éthique, du principal cadre de référence pour les sociétés du Groupe. Le niveau et la formalisation d'engagements plus spécifiques au plan local varient selon le cadre législatif en vigueur. EDF Demasz dispose par exemple depuis 2010

d'un plan d'action sur l'égalité des chances, quand l'action des sociétés françaises est très structurée autour des accords sur l'égalité femmes/hommes, le handicap et la diversité des âges. EDF Energy a par ailleurs obtenu en novembre 2012 le *Diversity Works for London Gold Standard*, qui récompense son action en faveur de l'égalité et de la diversité.

Le Groupe, qui a également signé la Charte de la diversité en 2006, met en œuvre de nombreuses actions, parmi lesquelles on peut citer :

- L'organisation d'un *Diversity Day*, chaque année depuis 2008, à l'échelle du Groupe sous forme d'animations pour promouvoir la diversité, prendre conscience des stéréotypes et ainsi contribuer à prévenir les discriminations. Ces initiatives ont touché environ 40 000 salariés dans le Groupe en 2012. Plusieurs sociétés ont en particulier choisi en 2012 de valoriser la mixité et l'égalité entre les femmes et les hommes à cette occasion ;
- En France, les engagements diversité d'EDF ont donné lieu à la création d'un programme de sensibilisation des managers, des responsables RH et des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité. Le nombre de personnes formées depuis 2007 est de plus de 7 000 personnes en France. Des modules de sensibilisation sont introduits dans les cursus de professionnalisation des managers. Enfin, une journée de formation destinée aux dirigeants du Groupe a été mise en place en 2012 : quatre sessions ont été organisées à ce jour. EDF Energy a également formé 400 managers.

En 2012, a été officiellement lancée une communauté diversité internationale du Groupe qui aura pour mission de faciliter la mise en œuvre d'actions favorisant la diversité et de partager les bonnes pratiques.

Par ailleurs le partenariat conclu fin 2011 avec l'association « L'Autre Cercle », qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel, a permis de réaliser et de partager un premier diagnostic au sein d'EDF. Un dossier de sensibilisation à la lutte contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie a été largement diffusé au sein d'EDF et d'ERDF à l'occasion de la journée mondiale contre l'homophobie, le 17 mai 2012.

La promotion des diversités passe également par le soutien apporté aux initiatives des réseaux de salariés. EDF Energy promeut par ailleurs ses différents réseaux, valorisés régulièrement au fil de ses communications internes : réseau des minorités ethniques, réseau des femmes, réseau handicap, réseau gay et lesbien. Particulièrement actifs, ces réseaux ont développé en 2012 les occasions d'échange et de sensibilisation, en développant également des actions de mentorat pour certains d'entre eux.

En France, Energy, l'association des lesbiennes, gays, bi et trans d'EDF et des IEG bénéficie depuis 2012 d'un soutien financier et logistique d'EDF, tout comme le réseau des femmes Interp'Elles qui a lancé une antenne en Asie en 2012.

Égalité Hommes/Femmes

L'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes est un levier structurant de la politique diversité du Groupe.

EDF et ERDF ont renouvelé leurs accords relatifs à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes signés respectivement le 8 février 2012 et le 30 novembre 2012, par l'ensemble des organisations syndicales.

Ces accords prolongent et amplifient les engagements précédents, en s'appuyant désormais sur des objectifs chiffrés. Ils engagent les signataires autour de six thèmes principaux : l'évolution durable des mentalités, la mixité de l'emploi et des recrutements, l'égalité dans les parcours professionnels et dans l'accès à la formation professionnelle, la prise en compte du temps et des conditions de travail, l'équilibre vie professionnelle/vie privée.

L'égalité salariale entre les hommes et les femmes est globalement atteinte sur la rémunération principale et la rémunération de la performance dans les deux sociétés et EDF détient toujours le Label Égalité, décerné en 2006 et reconduit en 2008, puis 2011.

EDF Énergies Nouvelles a conclu un plan d'action visant à favoriser la mixité des métiers, à maintenir l'égalité salariale entre les hommes et les femmes à compétences égales et porte une attention particulière aux conditions de travail.

Edison suit les indicateurs relatifs à la mixité de ses effectifs et l'écart de salaire entre les hommes et les femmes à responsabilités équivalentes. Ils sont publiés dans son rapport de développement durable.

Le Groupe agit également en faveur de la mixité des métiers en menant des actions en amont du recrutement. En 2012, EDF a maintenu le Prix Fem Energia, en partenariat avec l'association WIN (*Women In Nuclear*), qui valorise et récompense les parcours de jeunes étudiantes ou femmes en activité dans les métiers du nucléaire. EDF poursuit son partenariat avec l'association « Elles bougent », qui fait la promotion des carrières techniques et scientifiques auprès des jeunes lycéennes et étudiantes. Près de cinquante mairaines EDF se sont portées volontaires pour apporter leur témoignage à l'occasion de rencontres organisées par « Elles bougent ». EDF occupe en 2012 la Présidence d'honneur de l'association. EDF Energy mène pour sa part des campagnes de recrutement ciblées pour attirer davantage de jeunes filles ingénieures ou apprenties sur ses métiers.

Le management des âges

Le Groupe s'engage à favoriser le maintien en activité des salariés de 55 ans et plus et à améliorer les conditions de travail des seniors. Il s'agit de faire évoluer les représentations actuelles sur le travail des seniors, de favoriser la progression de carrière tout au long de la vie professionnelle notamment en jalonnant la seconde partie de carrière (des entretiens de mi-carrière sont progressivement mis en place), de faciliter l'accès à la formation pour les seniors et mieux préparer la transition entre la fin de l'activité professionnelle et le départ à la retraite (entretiens de fin de carrière, mis en œuvre progressivement depuis fin 2011).

Le nombre de salariés de 56 ans et plus est en progression ; ils représentent actuellement 9,5 % des effectifs du Groupe (9 % en 2011) ; à EDF SA, les salariés de 50 ans et plus représentent 32 % des effectifs (33 % en 2011) et les salariés de plus de 60 ans sont aujourd'hui plus de 1 000 (un peu plus de 800 en 2011).

Pour tenir compte de la présence de plusieurs générations dans l'entreprise, un projet sur le management des âges a été lancé au sein du Groupe en France dans le but d'actualiser les modalités d'apprentissage et de transmission des savoirs (organisations apprenantes), créer les conditions de maintien de la motivation et de l'implication de chaque salarié tout au long de sa carrière, gérer les paramètres influant sur la santé à court, moyen et long termes des salariés et développer l'accompagnement des salariés. Ce projet démarré en 2012 se poursuivra en 2013, conduisant entre autres à la négociation d'un accord sur les contrats de génération se substituant au plan d'actions senior de décembre 2009.

L'emploi des salariés en situation de handicap

EDF et ERDF ont chacun signé en 2009 pour quatre ans un nouvel accord pour l'intégration professionnelle des personnes handicapées. Dans le cadre de ces accords, en 2012 124 salariés en situation de handicap ont été recrutés par EDF et 66 par ERDF. Par ailleurs, les deux entreprises mènent une action volontaire visant à accueillir chaque année des jeunes en situation de handicap dans le cadre de l'alternance (contrats d'apprentissage ou de professionnalisation) : 79 personnes accueillies en 2012 pour EDF et ERDF.

Des partenariats sont développés avec des associations en vue de favoriser l'accompagnement de personnes en situation de handicap de l'école à l'insertion professionnelle (ex. : Tremplin, Arpejeh, FEDEEH), mais également, dans le domaine de la recherche et de l'innovation technologique, au profit des salariés en situation de handicap.

Afin de permettre un accueil dans les meilleures conditions pour tous, EDF forme ses conseillers à l'accueil de clients en situation de handicap et poursuit la transformation de certaines boutiques, visant « l'accessibilité pour tous ». 49 boutiques ont ainsi été transformées (accès pour les personnes à mobilité réduite, bornes audioguide et adaptation des documents pour les handicaps visuels, dispositif e-sourd en test permettant d'installer en autonomie un client sourd ou malentendant devant un poste de travail équipé d'une webcam). Cette démarche a été présentée et saluée au forum accessibilité de la préfecture de Police de Paris en septembre 2012. En janvier 2012, un accord de sous-traitance responsable a été signé par ERDF et tous ses partenaires sociaux. Il vise à augmenter de 20 % en trois ans les volumes d'achats d'ERDF au secteur protégé et adapté.

Les sociétés du Groupe s'attachent également à faciliter le recrutement et l'aménagement des postes de travail de collaborateurs en situation de handicap (Edison, SSE, EDF Demasz, EDF Energy, EDF Polska). Fenice a signé en 2012 un accord sur l'emploi des personnes en situation de handicap, assorti d'engagements en termes de recrutement. Électricité de Strasbourg a été récompensée à l'occasion du Tour de France de la Diversité pour son engagement actif en faveur du handicap dans le cadre de son accord 2010-2012.

Véritable levier de sensibilisation interne, le handisport a été particulièrement mis en valeur en 2012 par le soutien d'EDF aux Jeux Olympiques et Paralympiques de Londres. Des sportifs paralympiques sont ainsi régulièrement invités à l'occasion d'événements spécifiques, à la rencontre des salariés et managers.

2.4.2.5 Le dialogue social

Le dialogue social avec les représentants du personnel et les organisations syndicales est un élément fondamental de l'ambition ressources humaines d'EDF partout dans le Groupe. L'une des priorités d'EDF est de continuer à faire vivre une longue tradition de dialogue social et de concertation, au service des objectifs de l'entreprise et du développement de ses collaborateurs.

En 2012, le dialogue social a été marqué par le développement de la concertation sur la stratégie de l'entreprise notamment dans le cadre d'un séminaire du CCE dédié et par l'engagement d'importants chantiers de négociation sur les thèmes de l'égalité professionnelle, la GPEC et le management des âges. À fin novembre 2012, les principaux accords conclus sont les suivants :

- l'accord collectif relatif à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes à EDF SA pour 2012-2014, signé le 8 février 2012 par les 4 organisations syndicales représentatives (CFDT, CFE-CGC, CGT, CGT-FO) ; l'accord ERDF a été signé le 30 novembre 2012 ;
- l'accord-cadre sur les principes relatifs à l'engagement et au déroulement des expérimentations à EDF SA signé le 20 février 2012 par la CFDT et la CFE-CGC ;
- l'accord relatif à la configuration du groupe EDF pour le renouvellement du Comité de Groupe France pour les années 2012-2015 signé le 6 mars 2012 par la CFDT, la CGT et la CGT-FO ;
- l'avenant 2012 à l'accord d'intéressement EDF SA 2011-2013 signé le 7 mai 2012 par la CFDT, la CFE-CGC et la CGT-FO ;
- l'accord relatif aux mesures sociales applicables à la DSEI (Direction des Systèmes Électriques Insulaires) au titre de la dimension insulaire de ses territoires du 29 juin 2012 signé par la CFDT, la CFE-CGC et la CGT-FO ;
- l'accord collectif relatif au Fonds Agir Pour l'Emploi au sein du groupe EDF (FAPE EDF) signé le 16 novembre 2012 par les quatre organisations syndicales représentatives.

Un accord collectif portant sur les brevets et la rémunération supplémentaire des inventeurs salariés au sein du Groupe a été signé le 17 décembre 2012 par la CFDT, la CGT et la CGT-FO.

Des thèmes complémentaires ont été abordés dans le dialogue social au sein de certains métiers d'EDF SA : expérimentation sur le télétravail, programmes de transformation, déménagements, sous-traitance.

Une négociation collective dynamique est également à noter à ERDF avec le renouvellement des accords collectifs égalité professionnelle, handicap, intéressement et la signature de trois nouveaux accords (régime supplémentaire de retraite, sous-traitance socialement responsable et GPEC). Enfin, le projet de fusion d'Enerest avec Énergies Strasbourg (projet qui sera finalisé en 2013) et l'opération d'actionnariat réservée aux salariés (ORS), en sus de l'accord intéressement en vigueur, ont été au cœur du dialogue social à Électricité de Strasbourg.

Les principaux accords au sein de la Branche Professionnelle des Industries électriques et gazières portent sur :

- la rémunération globale : l'année 2012 a été couverte par un accord salarial de Branche signé le 24 novembre 2011 par la CFDT, la CFE-CGC et la CFTC. Cet accord a fixé les mesures d'augmentations générales applicables aux salariés de la Branche ;

- parallèlement, la concertation a permis de faire évoluer le dispositif de versement trimestriel des pensions des IEG vers un versement mensuel à compter du 1^{er} avril 2013 et de transférer, en janvier 2013, aux caisses d'allocations familiales la gestion de l'ensemble des prestations familiales légales;
- en début d'année 2012, la concertation engagée depuis 2011 pour l'application du décret du 23 septembre 2011 relatif au classement des emplois en services actifs ou insalubres dans le régime spécial de retraite du personnel a été menée à son terme. Les nouvelles dispositions ont été appliquées en 2012;
- en avril 2012, un avenant à l'accord relatif à la formation professionnelle continue a été signé par les fédérations syndicales CFDT, CFE-CGC, CFTC et CGT-FO.

Les deux tentatives de négociation d'un protocole électoral pour l'élection des administrateurs de la Caisse d'actions sociales (CAS) ont en revanche échoué faute d'accord entre les fédérations syndicales.

À l'international, le dialogue social a principalement porté sur :

- la 1^{re} convention collective signée au sein de la Division Chine;
- la restructuration et les plans sociaux (Edison, Fenice, BE ZRt);
- la Responsabilité d'entreprise (BE ZRt);
- les salaires (BE ZRt, SSE);
- la prise en compte d'évolutions législatives (SSE);
- les retraites et le *Supporting Excellence Programme*, qui vise à améliorer l'organisation des fonctions supports (EDF Energy);
- la signature d'un accord entre les organisations syndicales d'EDF Pologne et le management au sujet des conditions sociales de la fusion entre EDF Rybnik, EDF Krakow, EDF Polska Centrala, EDF Polska CUW.

Un accord relatif à la création du Comité de Groupe France avait été signé le 1^{er} septembre 2008 par l'ensemble des organisations syndicales. Afin de procéder au renouvellement de l'instance, un accord relatif à la configuration du Groupe France EDF a été signé par trois organisations syndicales (CFDT, CGT, CGT-FO) le 6 mars 2012. Regroupant 28 élus des principales sociétés du groupe (EDF, ERDF, RTE, TIRU, Fahrenheit...), ce comité est un lieu de concertation à l'échelle de la France. Le Comité de Groupe s'est réuni à quatre reprises en 2012.

Le CEE du groupe EDF, mis en place en 2001, est aujourd'hui composé de 34 membres titulaires et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe. Conformément à la cadence triennale prévue par l'accord, les membres du CEE ont élu un nouveau secrétaire de l'instance en mai 2011 et plus de la moitié des membres ont été renouvelés à cette occasion. Le CEE s'est réuni deux fois au cours de l'exercice écoulé avec, pour la première fois, la présence des représentants des salariés italiens.

Un événement marquant de l'année 2012 fut le lancement de la 1^{re} enquête d'opinion interne menée au niveau mondial au sein du groupe EDF. Cette enquête intitulée « My EDF » est un outil précieux de dialogue entre le management et les salariés puisque ces derniers ont eu la possibilité d'exprimer leur avis et leurs attentes concernant les politiques et moyens mis en place au sein de leur société et les actions nécessaires pour progresser ensemble. Plus de 82 000 salariés du Groupe ont répondu à cette enquête.

2.4.3 Le régime spécial de retraite des industries électriques et gazières en France

Le régime spécial de retraite des IEG a fait l'objet de réformes en 2008 et en 2010 : la première dans le cadre de la réforme des régimes spéciaux, la seconde dans le cadre de la loi du 9 novembre 2010 réformant notamment les retraites du régime général et de la Fonction publique.

À l'adoption de cette dernière loi, la réglementation du régime spécial des IEG a été modifiée par le décret n°2011-290 du 18 mars 2011 qui prévoit notamment le relèvement progressif de deux ans de l'âge d'ouverture du

droit à pension, y compris pour les anticipations de départ. Cette disposition n'entrera en vigueur qu'en 2017 pour tenir compte du calendrier de mise en œuvre de la réforme de 2008. Comme dans la Fonction publique, les dispositifs de départ au titre des enfants seront mis en extinction et les durées de services pour bénéficier d'un départ anticipé au titre des services actifs seront également progressivement relevées de deux ans.

Le décret n° 2011-289 du 18 mars 2011 tire les conséquences de cette évolution en relevant progressivement de deux ans la limite d'âge permettant à l'employeur de rompre le contrat de travail : à partir de 2017, cette limite d'âge sera progressivement portée de 65 à 67 ans.

La prise en compte de la pénibilité évolue. La réforme des retraites de 2008 a supprimé les bonifications de services pour les salariés embauchés statutairement à compter du 1^{er} janvier 2009. Un accord de branche du 16 avril 2010 a créé un compte épargne jours retraite (CEJR) alimenté par des jours de congés attribués au titre des périodes effectuées par ces salariés dans des emplois classés en service actif. Le décret n°2011-1175 du 23 septembre 2011 a prévu également la mise à jour des critères et des modalités d'attribution des services actifs. Un référentiel de branche de classement des emplois en service actif a donné lieu à un arrêté publié au *Journal Officiel* le 29 mars 2012. La nouvelle méthode s'applique à compter du 1^{er} juin 2012 (avec des dispositions transitoires pour les salariés embauchés avant le 17 avril 2010).

L'élargissement des possibilités de départ à 60 ans, introduit par le décret du 2 juillet 2012, s'appliquera aux pensions des IEG à partir de 2017.

2.4.4 La protection sociale complémentaire

Depuis 2008, les salariés statutaires des entreprises du Groupe en France bénéficient de dispositifs de protection sociale complémentaire portant sur :

- le complément invalidité (accord de branche du 24 avril 2008), applicable depuis le 1^{er} juillet 2008;
- la prévoyance : capitaux décès et rentes d'éducation (accord de branche du 27 novembre 2008 applicable depuis le 1^{er} janvier 2009);
- le régime de retraite supplémentaire (accord de branche du 21 février 2008 et accord de Groupe du 12 décembre 2008), complété par des dispositions d'entreprise, applicable depuis le 1^{er} janvier 2009 (pour ERDF, 1^{er} octobre 2010);
- la couverture supplémentaire maladie (accord de branche du 4 juin 2010), applicable à compter du 1^{er} janvier 2011.

Ces dispositifs sont cofinancés par l'employeur et à adhésion obligatoire pour les salariés.

Pour tenir compte des nouvelles dispositions introduites par la loi du 9 novembre 2010, un avenant à l'accord de Groupe relatif à la retraite supplémentaire, en date du 10 octobre 2011, autorise désormais les salariés des entreprises adhérant à cet accord à effectuer des versements individuels facultatifs sur leur compte individuel de retraite supplémentaire. L'accord de Groupe est applicable à EDF SA, EDF PEI, Électricité de Strasbourg et Tiru.

En outre, EDF SA a conclu un avenant à l'accord d'entreprise relatif au Compte Épargne Temps, en date du 10 octobre 2011, pour permettre aux salariés qui le souhaitent d'effectuer des transferts de droits CET sur leur compte individuel de retraite supplémentaire. Il en a été de même à EDF PEI. Tiru a conclu un avenant permettant ce transfert le 3 décembre 2011.

En février 2012, ERDF a amélioré le dispositif de retraite supplémentaire de ses salariés en introduisant, par accord collectif, une cotisation salariale et en majorant le taux de la cotisation patronale. ERDF permet désormais à ses salariés de procéder à des versements individuels facultatifs sur leur compte individuel de retraite supplémentaire, soit directement, soit par transfert de droits monétisables détenus dans leur CET.

ANNEXE 1 - Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux

INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX	Unité	Périmètre ⁽²⁾						Réf. GRI ⁽³⁾
		2012	2011	2010 ⁽¹⁾	2012	2011	2010	
Combustibles & Matières premières – Consommation de combustibles								
Combustible nucléaire chargé en réacteur	t	1 096	1 205	1 138	1	1	1	EN 1
Charbon	Kt	24 277	21 024	20 211	2	2	2	EN 1
Fioul lourd	Kt	1 098	1 170	1 625	2	2	2	EN 1
Fioul domestique	Kt	317	402	448	2	2	2	EN 1
Gaz naturel	10 ⁶ m ³	9 290	6 859	8 072	2	2	2	EN 1
Gaz industriel	10 ⁶ m ³	842	3 555	3 707	2	2	2	EN 1
Eau – Matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise								
Eau de refroidissement prélevée	10 ⁹ m ³	54,8	55,2	53,9	2	2	2	EN 8
dont la part eau douce	10 ⁹ m ³	28,0	26,8	n.c.	2	2	n.c.	EN 8
Eau de refroidissement restituée	10 ⁹ m ³	54,2	54,6	53,3	2	2	2	EN 21
dont la part eau douce	10 ⁹ m ³	27,5	26,3	n.c.	2	2	n.c.	EN 21
Air – émissions de gaz								
Émissions totales de CO ₂ (inclut les installations non soumises à quotas)	Mt	79,8	70,5	75,7	2	2	2	EN 16
Émissions de SO ₂	Kt	137,8	140,6	187,9	2	2	2	EN 20
Émissions de NOx	Kt	182,2	157,0	167,6	2	2	2	EN 20
Poussières	t	6 968	5 407	7 929	2	2	2	EN 20
Émissions de CH ₄	Kt équ. CO ₂	40,5	32,2	41,6	2	2	2	EN 16
Émissions de N ₂ O	Kt équ. CO ₂	329,8	254,7	287,9	2	2	2	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF	Kt équ. CO ₂	83,8	94,3	98,3	1	1	1	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF + ERDF	Kt équ. CO ₂	93,3	102,8	n.c.	1b	1b	n.c.	EN 16
Émissions de SF ₆ – Groupe	Kt équ. CO ₂	109,8	n.c.	n.c.	2	n.c.	n.c.	EN 16
Déchets conventionnels								
Déchets dangereux ⁽⁴⁾	t	64 598	60 956	40 679	2	2	1	EN 22
Déchets non dangereux ⁽⁴⁾	t	321 789	302 251	198 422	2	2	1	EN 22
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation ⁽⁴⁾	t	253 412	251 908	190 353	2	2	1	EN 22
Cendres produites	Kt	3 816	3 617	3 581	2	2	2	EN 22
Énergie								
Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	GWh	15 583	11 032	10 385	2	2	2	EN 6
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire								
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	6,7	6,9	6,6	1	1	1	EN 3
Consommations internes, électricité	TWh	22,4	22,8	22,6	1	1	1	EN 3
Management								
Dépenses de protection de l'environnement dont dotations aux provisions	millions d'euros	3 465 2 465	2 800 1 765	2 579 1 712	1	1	1	EN 30
Management de l'environnement (% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001)	%	98 ⁽⁵⁾	79	n.c.	2	2	n.c.	

(1) Données excluant EnBW, à l'exception des indicateurs économiques.

(2) Périmètre 1 : EDF. Périmètre 1b : EDF + ERDF. Périmètre 2 : Groupe EDF. n.c. : Non Communiqué.

(3) GRI : Global Reporting Initiative.

(4) Extension au périmètre Groupe en 2011.

(5) Incluant les sociétés non intégrées dans le certificat Groupe.

INDICATEURS ÉCONOMIQUES	Unité	Périmètre ⁽²⁾						Réf. GRI ⁽³⁾
		2012	2011	2010 ⁽¹⁾	2012	2011	2010	
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	millions d'euros	20 979	19 843	19 684	2	2	2	
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	millions d'euros	19 525	18 830	18 020	2	2	2	
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement	milliers d'euros	6,9	-	8	1	1	1	

(1) Données excluant EnBW, à l'exception des indicateurs économiques.

(2) Périmètre 1 : EDF. Périmètre 1b : EDF + ERDF. Périmètre 2 : Groupe EDF. n.c. : non communiqué.

(3) GRI : Global Reporting Initiative.

INDICATEURS NUCLÉAIRES - EDF	Unité	2012	2011	2010	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau ⁽¹⁾					
Tritium	TBq/réac	n.c.	18,07	19,1	EN 21
Carbone 14	GBq/réac	n.c.	13,06	12,6	EN 21
Rejets d'activité dans l'air ⁽¹⁾					
Carbone 14	TBq/réac	n.c.	0,174	0,170	EN 20
Tritium	TBq/réac	n.c.	0,65	0,55	EN 20
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte	m ³ /TWh	20,7	15,6	12,4	EN 24
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue	m ³ /TWh	0,88	0,87	0,88	EN 24
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 075	1 199	1 140	EN 24

(1) Les rejets d'activité dans l'eau et dans l'air sont reportés sur l'année précédente (N-1), donc non communiqués (n.c.) pour l'exercice 2012, mais pour l'exercice 2011.

INDICATEURS NUCLÉAIRES – EDF ENERGY	Unité	2012	2011	2010	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR (<i>Advanced Gas-cooled Reactor</i>)	TBq/réac	135,7	124,5	107,8	EN 21
Tritium – réacteur PWR (<i>Pressurised Water Reactor</i>)	TBq/réac	44	46	25	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réac	0,7	0,68	0,61	EN 20
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réac	0,3	0,3	0,13	EN 20
Tritium – réacteur AGR	TBq/réac	0,68	0,8	0,92	EN 20
Tritium – réacteur PWR	TBq/réac	0,8	0,7	0,74	EN 20
Déchets nucléaires					
Uranium évacué	t	216	210,7	131	EN 24
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m ³	698	608	498	EN 24
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m ³	161	161	162	EN 24

INDICATEURS NUCLÉAIRES – CONSTELLATION ENERGY NUCLEAR GROUP

	Unité	2012	2011	2010	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium	TBq/réac	12,91	12	11,11	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14	TBq/réac	0,33	0,34	0,69	EN 20
Tritium	TBq/réac	1,38	1,40	1,41	EN 20
Combustibles⁽¹⁾					
Combustible nucléaire livré	t	46	48	34	EN 24
Déchets nucléaires⁽¹⁾					
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m ³	2 419	1 287	735	EN 24

(1) Données consolidées du pourcentage de participation de la filiale.

INDICATEURS SOCIAUX - GROUPE EDF

	Unité	2012**	2011*	2010*	Périmètre 2012-2010	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2012 & répartition⁽¹⁾						
EDF + ERDF	nombre	107 333	103 954	96 571	1	LA 1
Total groupe EDF	nombre	159 740	156 168	158 842	2	LA 1
Répartition des salariés par âge						
Salariés de moins de 25 ans	%	8				
Salariés de 25 à 35 ans	%	23				
Salariés de 36 à 45 ans	%	25				
Salariés de 46 à 55 ans	%	34				
Salariés de 56 ans et plus	%	10				
Répartition des salariés par zone géographique (selon siège social)						
France	nombre	129 328				
dont Dalkia	nombre	15 964				
Grande-Bretagne	nombre	16 178				
Italie	nombre	5 210				
Autres pays européens	nombre	7 503				
Autres International	nombre	1 521				
Nombre de cadres	nombre	40 355	37 786	39 231		LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	25,0	23,9	22,7		LA 13
Nombre de non-cadres	nombre	119 385	118 382	119 611		LA 13
Égalité professionnelle						
Effectif hommes	nombre	118 512	117 023	121 009		LA 13
Effectif femmes	nombre	41 228	39 145	37 833		LA 13
Hommes cadres	nombre	30 286	28 753	30 306		LA 13
Femmes cadres	nombre	10 069	9 033	8 925		LA 13

(1) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en : « Autres arrivées » et « Autres départs ».

* Y compris RTE.

** Hors RTE et nouvelle définition effectifs intégrant les contrats particuliers relevant des diverses mesures d'ordre social, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes (AMADOE). Périmètre 1 : EDF + ERDF. Périmètre 2 : groupe EDF.

	Unité	2012**	2011*	2010*	Périmètre 2012-2010	Réf. GRI
INDICATEURS SOCIAUX - GROUPE EDF						
Embauches/départs						
Embauches	nombre	12 577	12 755	13 790		LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾	nombre	7 499	5 849	3 105		LA 2
Départs retraite/inactivité	nombre	4 185	4 200	4 708		LA 2
Démissions ⁽²⁾	nombre	2 355	2 761	2 929		LA 2
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	nombre	1 739	1 689	1 924		LA 2
Autres départs ⁽¹⁾	nombre	9 304	9 398	10 457		LA 2
Rémunérations						
Rémunérations brutes totales	millions d'euros	Cf. RG note 10.1				
Salariés à temps partiel	nombre	14 690	15 296	17 719		LA 1
Absentéisme						
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	nombre	9,0				
Conditions d'hygiène et de sécurité						
Accidents mortels	nombre	14	13	15		LA 7
Taux de fréquence		3,8	3,9	4,5		LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	nombre	921	933	1 145		LA 7
Taux de gravité		0,16				

(1) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en : «Autres arrivées» et «Autres départs».

(2) Les fins des contrats particuliers (dont les alternants) sont comptés dans «Autres départs» quelle que soit la suite donnée. Les départs en cours de période d'essai sont comptés en «Autres départs».

* Y compris RTE.

** Hors RTE et nouvelle définition effectifs intégrant les contrats particuliers relevant des diverses mesures d'ordre social, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes (AMADOE). Périmètre 1 : EDF + ERDF. Périmètre 2 : groupe EDF.

	Unité	2012**	2011*	2010*	Périmètre 2012-2010	Réf. GRI
INDICATEURS SOCIAUX - GROUPE EDF						
Relations professionnelles						
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives ⁽¹⁾	%	88	87	94		LA 4
Formation						
Nombre total d'heures de formation	nombre	7 631 618				
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation ⁽²⁾	nombre	131 311	118 930	127 332		LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap						
Nombre d'employés en situation de handicap ⁽³⁾	nombre	4 519	4 601	3 078		LA 13

(1) Hors Dalkia International en 2010.

(2) En 2010 et 2011 hors ESTAG.

(3) Cette donnée est déclarative chez EDF Energy. En 2012 comme en 2010 et 2011, CENG ne communique pas cette information pour des raisons de confidentialité. En 2011 et 2010, la valeur collectée par Edison ne prend pas en compte leur filiale Abu Qir intégrée en cours d'année 2009.

* Y compris RTE.

** Hors RTE et nouvelle définition effectifs intégrant les contrats particuliers relevant des diverses mesures d'ordre social, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes (AMADOE). Périmètre 1 : EDF + ERDF. Périmètre 2 : groupe EDF.

INDICATEURS SOCIAUX EDF	Unité	2012	2011	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2012 & répartition				
Statutaires (au 31/12)	nombre	64 838	63 002	LA 1
Non statutaires CDI	nombre	433	409	LA 1
Non statutaires CDD	nombre	3 851	3 773	LA 1
Total non statutaires	nombre	4 284	4 182	LA 1
Effectif total	nombre	69 122	67 184	LA 1
Nombre de cadres	nombre	28 230	26 644	LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	26,0	25,1	LA 13
Nombre de non-cadres	nombre	40 892	40 540	LA 13
Techniciens et agents de maîtrise	nombre	33 084	32 871	LA 13
Agents d'exécution	nombre	7 808	7 669	LA 13
Égalité professionnelle				
Effectif hommes	nombre	47 852	46 938	LA 13
Effectif femmes	nombre	21 270	20 246	LA 13
Hommes cadres	nombre	20 884	19 944	LA 13
Femmes cadres	nombre	7 346	6 700	LA 13
Embauches/départs				
Embauches	nombre	4 452	4 021	LA 2
Intégration & réintégration	nombre	261	251	LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾	nombre	3 194	2 818	LA 2
Départs retraite/inactivité	nombre	2 061	1 990	LA 2
Démissions	nombre	114	123	LA 2
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	nombre	6	14	LA 2
Décès	nombre	82	89	LA 2
Autres départs ⁽¹⁾	nombre	3 709	3 285	LA 2
Heures supplémentaires				
Volume d'heures supplémentaires	en milliers	2 831	2 791	
Main-d'œuvre extérieure				
Nombre moyen mensuel d'intérimaires ⁽²⁾	nombre	(2012) ND (2011) 1 187	(2011) ND (2010) 1 087	LA 1
Organisation du temps de travail				
Salariés à temps plein	nombre	60 612	58 157	LA 1
Salariés à temps partiel	nombre	8 510	9 027	LA 1
Salariés en service continu	nombre	6 882	6 808	LA 1
Absentéisme				
Absentéisme	%	3,8	3,9	LA 7
Heures maternité & congés familiaux/durée effective du travail	%	0,7	0,7	LA 7
Conditions d'hygiène et de sécurité				
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année à la Sécurité sociale ⁽²⁾		(2012) ND (2011) 11		
Accidents mortels	nombre	6	8	LA 7
Taux de fréquence		3,4	3,7	LA 7
Taux de gravité		0,15	0,14	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	nombre	333	358	LA 7

(1) Les arrivées et départs des CDD saisonniers sont exclus du décompte.

(2) Les données 2012 ne sont pas disponibles à la date de publication du présent document.

INDICATEURS SOCIAUX EDF SA	Unité	2012	2011	Réf. GRI
Rémunérations / Charges de personnel / Intéressement				
Rémunérations mensuelles principales				
Cadres	euros	4 308	4 248	EC 1
Techniciens et agents de maîtrise	euros	2 612	2 581	EC 1
Agents d'exécution	euros	1 877	1 874	EC 1
Charges de personnel	millions d'euros	6 113	5 784	EC 1
Montant moyen de l'intéressement par salarié	euros	1 820	1 583	EC 1
Relations professionnelles				
Nombre d'accords collectifs signés (France)	nombre	8	11	HR 5
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives ⁽¹⁾	%	94	94	LA 4
Formation				
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	nombre	58 899	55 905	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap				
Nombre d'employés en situation de handicap	nombre	1 842	1 698	LA 13
Nombre de travailleurs en situation de handicap embauchés	nombre	124	94	LA 13
Œuvres sociales				
Budget des comités (montant comptabilisé au titre du 1 %)	millions d'euros	196	198	

(1) Les employés d'EDF SA ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi, mais du statut des Industries électriques et gazières.

ANNEXE 2 - Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012 - consolidation des données

La collecte des données sociales et environnementales quantitatives de ce rapport a été réalisée à travers les progiciels de consolidation des données du groupe EDF.

Les données sociales et environnementales sont consolidées sur la base des règles de consolidation comptables et de critères de pertinence en termes de ressources humaines et d'impact environnemental.

Les sociétés intégrées globalement comptablement sont consolidées globalement en termes d'indicateurs sociaux et environnementaux.

Les sociétés intégrées proportionnellement comptablement sont consolidées proportionnellement en termes d'indicateurs sociaux et environnementaux.

Les sociétés mises en équivalence comptablement ne sont pas prises en compte en termes d'indicateurs sociaux et environnementaux.

En plus de ces critères, le périmètre de consolidation du Groupe pour les données sociales n'a retenu que les sociétés dont l'effectif physique est significatif en termes de ressources humaines (supérieur à 50) et acquises depuis plus de 6 mois.

Concernant les données environnementales, les critères retenus ont été déterminés sur la base des activités industrielles (production, distribution et transport) significatives en termes d'impact environnemental des filiales. De plus, il est à noter que seules les entités ayant intégré le périmètre de consolidation depuis plus d'un an, ainsi que les entités encore présentes dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2012 ont été retenues.

Le mode de consolidation de trois filiales internationales a évolué, passant d'une intégration partielle à une intégration globale sur l'ensemble de l'année 2012 (Zielona Gora, Kogeneracja et Edison).

Pour les données RH, deux nouvelles filiales de plus de 50 salariés ont été intégrées en 2012 dans le périmètre de reporting du groupe EDF : EDF Optimal Solutions et EDF Paliwa.

Pour les données environnementales, le périmètre de reporting est étendu aux filiales polonaises et espagnoles de Fenice.

Précisions sur les données sociales

L'élaboration des données sociales de ce rapport s'appuie sur un glossaire de définitions réactualisées en 2012.

En 2012, de nouveaux indicateurs ont été publiés conformément à l'article R 225-102-1 du Code de commerce (loi Grenelle 2). Ces nouvelles données sont :

- la répartition des effectifs Groupe par tranche d'âge et par zone géographique du siège de la filiale ;
- la rémunération brute totale pour le Groupe ;
- la part des salariés éligibles à une rémunération variable ;
- le taux de gravité (nombre de jours d'arrêt suite à des accidents du travail x 1 000 / nombre d'heures travaillées) ;
- le nombre moyen de jours d'absence (maladie+accident du travail) par salarié ;
- le nombre de maladies professionnelles déclarées à la Sécurité sociale pour EDF ;
- le nombre d'heures de formation.

Depuis 2011, la population considérée dans la collecte est l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec une des sociétés du Groupe.

Pour EDF

Depuis 2007, dans le calcul de l'absentéisme, seules les absences correspondant aux motifs suivants ont été prises en compte : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail et de trajet, ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et les absences injustifiées notamment. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles ne sont pas prises en compte. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Pour EDF et ERDF

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et GDF SUEZ. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les données relatives au nombre d'accidents survenus au cours de l'année et au nombre de jours d'arrêt pour accident du travail d'EDF sont extraites de l'outil SI RH (Sprint) ou par défaut du SI Sécurité (Ariane Web). En cas d'écart constaté entre le nombre d'accidents ou le nombre de jours d'arrêt de travail comptabilisé sous Sprint et sous Ariane Web, la règle retenue par le Groupe est de prendre en compte la donnée la plus pénalisante entre les deux systèmes.

Pour les données Groupe

Les variations de périmètre d'entités consolidées ne sont pas complètement prises en compte dans les entrées/sorties par des filiales du Groupe, ce qui est le principal motif d'écart entre l'effectif 2012 reporté et l'effectif recalculé à partir de l'effectif 2011 et des entrées/sorties.

Les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières sont considérés comme des transferts et non pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements conformément à une convention sectorielle (statut des IEG).

Les mouvements entre ERDF et EDF SA sont comptabilisés dans « Autres arrivées » et « Autres départs ».

Le taux de fréquence n'intègre pas les accidents de trajet domicile-lieu de travail. Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail. Le nombre d'accidents mortels prend en compte les accidents de travail et les accidents de trajet des employés. Il n'intègre pas les accidents mortels de sous-traitants.

Les tranches d'âge des salariés de Dalkia diffèrent légèrement de celles du groupe EDF à savoir : « moins de 24 ans », « de 25 à 34 ans », de « 35 à 44 ans », de « 45 à 54 ans », « plus de 55 ans ». Elles ont donc donné lieu à une extrapolation.

Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du reporting ne sont pas prises en compte.

Les données de formation des contrats de professionnalisation ne sont pas systématiquement prises en compte.

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés.

Précisions sur les données environnementales

L'élaboration des données environnementales de ce rapport s'appuie sur des fiches descriptives et méthodologiques. Il s'agit du référentiel de reporting du Groupe en vigueur en 2012. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont liés au processus de production d'électricité et de chaleur.

Les données comptables relatives aux provisions pour déconstruction et dernier cœur, ainsi que celles pour fin de cycle du combustible nucléaire sont des données consolidées Groupe issues de la comptabilité du Groupe.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer, en nappes phréatiques, et peuvent comprendre également l'eau prélevée dans les réseaux de distribution et restituée dans les réseaux d'eaux usées. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes. Depuis 2010, des indicateurs relatifs à la « part eau douce » (incluant les eaux saumâtres le cas échéant) ont été ajoutés.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions de CO₂ et de SO₂ des centrales d'EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards.

Les émissions de CO₂ et de SO₂ des centrales thermiques d'EDF couvrent toutes les phases de production d'électricité, y compris les phases de démarrage et d'arrêt de tranches.

La donnée d'émissions de SF₆ d'EDF est calculée sur la base d'un bilan de masse des bouteilles de SF₆ ou d'un taux de fuite nominal annuel égal à 2 % du volume de SF₆ contenu dans les appareils.

En 2012, pour la première fois, l'indicateur SF₆ est publié au périmètre Groupe.

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Les données reportées n'intègrent pas :

- les déchets industriels conventionnels de Dalkia International et Investissement;
- la part des quantités de déchets industriels conventionnels valorisés au sein de certaines filiales telles que les filiales polonaises et certaines de la région Asie-Pacifique.

Les déchets des chantiers de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent reporting, lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF.

Ne sont en revanche pas pris en compte les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires. En cas de construction par exemple, les déchets de chantiers sont de façon générale sous la responsabilité du constructeur (emballages de transport, chutes de produit, pots de peinture...).

Concernant ERDF, le reporting 2012 des déchets est réalisé sur une année glissante. Les poteaux bois sont désormais inclus au reporting. Les poteaux en béton sont exclus, car l'organisation actuelle du reporting ne permet pas un suivi adéquat.

Depuis 2011, le périmètre de publication des déchets dangereux, des déchets non dangereux et des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation est étendu au groupe EDF et non plus à « EDF + ERDF ».

Précisions sur les déchets nucléaires

Concernant EDF

L'indicateur relatif aux « Déchets radioactifs de très faible activité (TFA) issus de la déconstruction » comprend :

- le tonnage réel des déchets expédiés directement au centre de stockage TFA (CSTFA);
- le tonnage des déchets envoyés à l'unité de fusion de Centraco pondéré par un ratio estimé, calculé annuellement sur la base de retour d'expérience de SOCODEI sur trois ans, pour obtenir la part de déchets TFA expédiés en dernier lieu au CSTFA.

En 2011 comme en 2012, l'ensemble des déchets TFA issus de la déconstruction a été expédié directement au CSTFA.

L'indicateur « Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte produits par les réacteurs en exploitation » ne tient pas compte des déchets de maintenance exceptionnelle (couvercles de cuve, générateurs de vapeur). Le volume de déchets calculé correspond au volume de déchets stockés sur le centre de l'Aube (après compactage des fûts, incinération et fusion). Le volume de déchets engendré par un reconditionnement de déchets produits et conditionnés au cours d'exercices antérieurs n'est pas comptabilisé.

L'indicateur « Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue » intègre une incertitude liée au ratio de conditionnement (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible) qui ne peut être constaté qu'a posteriori, ce ratio dépendant essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations. L'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel.

Concernant EDF Energy

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de moyenne activité » d'Existing Nuclear, branche nucléaire d'EDF Energy, sont basées sur l'inventaire des déchets radioactifs du Royaume-Uni produit par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à moyenne activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final.

Les « Déchets radioactifs de faible activité » incluent les dessiccants qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de moyenne activité conformément à la réglementation en vigueur.

Concernant Constellation Energy Nuclear Group

L'indicateur « Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité » de *Constellation Energy Nuclear Group (CENG)*, regroupe les déchets radioactifs autres que hautement radioactifs. Selon la *Nuclear Regulatory Commission (NRC)*, il est distingué aux États-Unis trois types de déchets classés en déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité : respectivement les déchets de types A, B ou C en fonction de l'activité (A étant la classe de déchets à activité la plus faible). Les données reportées par CENG sont les volumes de déchets conditionnés évacués des sites déclarés à la *Nuclear Regulatory Commission* (volumes de déchets générés par le site Ginna en 2010).

La donnée « Combustible nucléaire livré » reportée par *Constellation Energy Nuclear Group* représente la quantité de combustible livrée sur les sites de production. Ces quantités exprimées en grammes d'uranium sont communiquées par les fournisseurs et déclarées à la *Nuclear Regulatory Commission*.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Les données de production d'électricité et de chaleur à partir d'énergies renouvelables de Dalkia International sont intégrées au chiffre consolidé depuis 2012. Les parts d'électricité et de chaleur produites à partir d'énergies renouvelables sont estimées au prorata des quantités d'électricité et de chaleur produites.

Précisions sur les dépenses environnementales

Les dépenses de protection de l'environnement sont des dépenses déclarées par les différentes entités d'EDF.

La définition retenue des dépenses de protection de l'environnement est issue de la recommandation du Conseil national de la comptabilité du 21 octobre 2003 (elle-même issue de la recommandation européenne du 30 mai 2001). Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que l'entreprise a occasionnés ou pourrait occasionner par ses activités, à l'environnement.

Ces coûts sont liés, entre autres, à :

- l'élimination des déchets et aux efforts entrepris pour en limiter la quantité;
- la lutte contre la pollution des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines;
- la préservation de la qualité de l'air et du climat;
- la réduction des émissions sonores;
- la protection de la biodiversité et du paysage;
- la déconstruction de centrales.

L'évaluation porte sur des coûts hors taxes répartis sur trois postes principaux :

- les dépenses d'exploitation (y compris les études relevant de dépenses d'exploitation), hors les dépenses ayant précédemment fait l'objet d'une provision;
- les dépenses d'investissement (y compris les études afférentes);
- les dotations aux provisions, y compris les charges d'actualisation.

Rapport 2012 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Introduction	206
1 Gouvernement d'entreprise	206
1.1 Code de gouvernement d'entreprise	206
1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	206
1.2.1 Composition du Conseil d'administration	206
1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs	207
1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général	207
1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration	207
1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs	208
1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration	208
1.2.7 Information et formation des administrateurs	208
1.3 Activité du Conseil d'administration en 2012	208
1.4 Comités du Conseil d'administration	209
1.4.1 Comité d'audit	209
1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires	209
1.4.3 Comité de la stratégie	210
1.4.4 Comité d'éthique	210
1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations	210
1.5 Rémunération	211
1.6 Assemblées générales	211
2 Le contrôle interne du groupe EDF	211
2.1 Environnement de contrôle	211
2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale	211
2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne	212
2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique	212
2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques	214
2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale	214
2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)	215
2.1.7 Les contrôles externes	215
2.2 La gestion et le contrôle des risques	215
2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques	215
2.2.2 Processus de cartographie des risques	216
2.2.3 Politique de gestion de crise	216
2.3 Les activités de contrôle du Groupe	216
2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes	216
2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière	218
2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements	219
2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale	220
2.4 Communication et diffusion des informations	220

Introduction

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte :

- des conditions de gouvernement d'entreprise (composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, limitations des pouvoirs du Président-Directeur Général), des principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations des mandataires sociaux et des modalités de participation des actionnaires aux Assemblées générales d'EDF (§ 1) ;
- ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein du groupe EDF (§ 2).

Au sens du présent rapport, les termes « EDF » ou « Société » désignent la société Électricité de France SA.

Les termes « groupe EDF » ou « Groupe » désignent :

- la société EDF ;
- ses filiales du secteur régulé : RTE et ERDF, respectivement en charge de la gestion des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour lesquelles le cadre légal et réglementaire (Code de l'énergie) prévoit une indépendance de gestion spécifique qui limite le contrôle de leurs activités par la maison mère : les « filiales régulées » ;

- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger¹ : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées telles que, notamment, CENG, Dalkia International : « les filiales co-contrôlées » ;
- ses filiales minoritaires ou participations, directes ou indirectes : « les participations ».

Nota 1 : Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012 (voir chapitre 20 du document de référence 2012).

Nota 2 : Les informations spécifiques aux filiales RTE et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis par ces deux sociétés en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce. Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique des entités citées ci-dessus, et seront précisées en tant que de besoin tout au long du présent rapport.

1 Gouvernement d'entreprise

Le fonctionnement des organes d'administration et de direction de la Société est décrit au chapitre 16 du document de référence 2012.

1.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF, et en particulier de l'application à la Société de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, concernent notamment la composition du Conseil d'administration en trois collègues et son impact sur la proportion d'administrateurs indépendants au sein du Conseil et de ses comités, les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général, la durée de 5 ans des mandats des administrateurs et le renouvellement en bloc du Conseil d'administration, ou encore les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale.

Voir pour plus de détails la section 16.1 et les chapitres 14, 15 et 16 du document de référence 2012.

1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Ce règlement intérieur est revu en tant que de besoin, pour tenir compte en particulier des évolutions légales et réglementaires.

1.2.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société est composé de 18 membres dont un tiers est élu par les salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

Conformément à l'article 11 de la loi relative à la démocratisation du secteur public, la durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans.

Les modalités de révocation des administrateurs sont prévues par l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public (voir section 16.2.1.2 du document de référence 2012).

En cas de vacance du siège d'un membre du Conseil d'administration pour quelque cause que ce soit, son remplaçant n'exerce son mandat que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

1. EDF a pris le contrôle d'Edison courant 2012, et la société va être progressivement intégrée dans le système de contrôle interne et de gestion des risques d'EDF

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration est composé de :

- 6 administrateurs nommés par l'Assemblée générale : M. Henri Proglio, Président-Directeur Général, M^{me} Mireille Faugère, MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani ;
- 6 administrateurs représentant l'État : M^{me} Marie-Christine Lepetit, MM. David Azéma, Yannick d'Escatha, Julien Dubertret, François Loos et Pierre Sellal ;
- 6 administrateurs élus par les salariés : M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling, MM. Alexandre Grillat, Philippe Maïssa, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs figurent à la section 14.1 du document de référence 2012. En application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, EDF, en tant que société anonyme cotée en bourse et entreprise publique, est soumise, d'une part, aux dispositions applicables aux sociétés cotées (pour ce qui concerne le collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale) et, d'autre part, aux dispositions applicables aux entreprises publiques (pour le collège des administrateurs nommés par décret). À la date du présent rapport, le Conseil d'administration d'EDF compte quatre femmes, soit une proportion de 22,2 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil. L'une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, la deuxième appartient au collège des administrateurs nommés par décret et les deux autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés (voir section 16. 2.1.1 du document de référence 2012).

Le décret n° 2012-406 du 23 mars 2012¹ a institué un Commissaire du Gouvernement au Conseil d'administration de la Société. Le Commissaire du Gouvernement assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'administration.

Par arrêté du 15 juin 2012, M. Pierre-Marie ABADIE, Directeur de l'énergie à la Direction Générale de l'Énergie et du Climat rattaché au ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, a été nommé Commissaire du Gouvernement.

Enfin, le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société² ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux réunions du Conseil d'administration, avec voix consultative.

1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil d'administration des situations de conflits d'intérêts et s'abstenir de participer au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les membres du Conseil d'administration et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toutes conventions conclues par la Société auxquelles ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 16.5 du document de référence 2012), code AFEP-MEDEF.

1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Les statuts d'EDF stipulent que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » résulte donc des statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, sont de nature à assurer un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 10 de la loi de démocratisation du secteur public.

M. Henri Proglio a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir § 1.2.4), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toutes questions intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi de démocratisation du secteur public, le Conseil délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; pour l'exercice 2012, le Conseil a fixé (i) à 500 millions d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ;

1. Décret modifiant le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Électricité de France.

2. Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à :
 - 10 TWh pour l'électricité,
 - 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature),
 - 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture des engagements nucléaires, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Enfin, en application de la loi n° 2011-103 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance¹ et à l'égalité professionnelle, le Conseil d'administration doit délibérer annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration. Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration comporte, sur un total de 18 membres, 12 administrateurs, dont 6 représentent l'État et 6 représentent les salariés, qui ne peuvent pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF. Lors de la réunion conjointe du 8 janvier 2013, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 30 janvier 2013, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a confirmé la qualification d'indépendants de M^{me} Mireille Faugère et de MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs indépendants sur un total de 18 membres.

1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement

afin d'en améliorer l'efficacité, de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

La dernière évaluation menée par un cabinet externe spécialisé a été réalisée en 2010. En 2012, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire, validé par le Conseil sur proposition du Comité d'éthique. Les résultats de cette évaluation ont été examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration du 30 janvier 2013. Il en ressort un haut niveau de satisfaction des administrateurs quant à la mise en œuvre des règles de bonne gouvernance par la Société. La tenue d'un séminaire stratégique ainsi que l'association de l'ensemble du Conseil d'administration à la réflexion stratégique du Groupe, via son Comité de la stratégie, a été saluée, de même que l'articulation des rôles entre les Comités spécialisés et le Conseil.

1.2.7 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, le Conseil reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché, le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2012

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Au cours de l'exercice 2012, le Conseil d'administration s'est réuni 9 fois, et 27 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Le Conseil s'est également réuni une fois en séminaire stratégique.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne 2 heures et 30 minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 89,5 % en 2012.

En 2012, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs tels que :

- la prise de contrôle exclusif de la société italienne Edison ;
- la cession de la centrale de Sutton Bridge (Royaume-Uni), conformément à l'engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne dans le cadre de l'acquisition de British Energy fin 2008.

1. Voir section 16.2.1 du document de référence 2012.

En outre, dans le cadre d'un séminaire stratégique, le Conseil a examiné les conséquences pour le Groupe de l'évolution du contexte énergétique et du jeu des acteurs, les axes stratégiques de développement et la trajectoire financière.

1.4 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les administrateurs membres de ces Comités sont choisis par le Conseil d'administration. Le Président de chaque Comité est désigné par le Conseil sur proposition des membres dudit Comité.

Le Commissaire du Gouvernement assiste, avec voix consultative, aux réunions des Comités.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société est invité aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration.

1.4.1 Comité d'audit

1.4.1.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément aux dispositions de l'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 qui a transposé en droit français la huitième directive européenne du 17 mai 2006 sur le contrôle légal des comptes.

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité d'audit doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Lors de la réunion conjointe du 14 janvier 2011, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M. Pierre Mariani et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 21 janvier 2011 a constaté que M. Mariani présente des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (« AMF ») dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010, et qu'il répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance, conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir § 1.2.5).

Plus largement, chacun des membres du Comité d'audit contribue, au travers de son expérience et de ses compétences, à la qualité des débats au sein du Comité.

Le Comité d'audit est présidé par M. Pierre Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du Comité sont MM. David Azéma et Yannick d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling, MM. Alexandre Grillat et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité d'audit, en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

La composition du Comité d'audit de la Société reflète les particularités de la composition du Conseil d'administration issues de la loi du 26 juillet

1983 relative à la démocratisation du secteur public, qui rendent difficile le respect d'une proportion de deux tiers d'administrateurs indépendants au sein du Comité, comme le préconise le code AFEP-MEDEF. Cependant, la Société estime que, bien que le Comité d'audit ne compte pas deux tiers d'administrateurs indépendants, sa composition actuelle ne nuit pas aux compétences du Comité et à sa capacité à remplir efficacement les missions qui lui sont dévolues par la loi et le règlement intérieur du Conseil.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité qui ont pour objet l'examen des comptes annuels et semestriels du plan à moyen terme et du budget.

Le Comité d'audit s'est réuni 7 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 85,7 %.

1.4.1.2 Missions

Le Comité d'audit examine et donne son avis, avant examen par le Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, l'examen chaque semestre de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programmes d'audit semestriels, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, ainsi que le projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir § 1.2.4) ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

1.4.1.3 Activité en 2012

En 2012, le Comité d'audit a examiné des sujets qui relèvent spécifiquement de ses missions (états financiers semestriels et annuels, communiqués de presse y afférents, communiqués de presse sur le chiffre d'affaires trimestriel, cartographie des risques, synthèse des audits internes et programme d'audit).

Il a également examiné les conséquences de la prise de contrôle d'Edison sur les comptes du Groupe.

1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

1.4.2.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (« CSEN ») est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit et M. Yannick d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité de suivi des engagements nucléaires en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

Le CSEN s'est réuni 3 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 86,7 %.

1.4.2.2 Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossment entre actif et passif et d'allocation stratégique et de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par EDF dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (« CEFEN ») qui est composé de six experts indépendants¹ et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

1.4.2.3 Activité en 2012

En 2012, le Comité a examiné en particulier le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés, l'état d'avancement du projet de stockage des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (« MA-HAVL »), la lettre d'actualisation 2012 du second rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir § 2.3.3.1).

1.4.3 Comité de la stratégie

1.4.3.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Henri Proglio, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, M^{me} Marie-Christine Lepetit et MM. David Azéma et Pierre Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat et Jean-Paul Rignac, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité de la stratégie, en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité de la stratégie, en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

Depuis 2010, le Président invite aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres afin d'impliquer encore davantage le Conseil d'administration dans le débat stratégique.

Le Comité de la stratégie s'est réuni 5 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 90 %.

1.4.3.2 Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

1.4.3.3 Activité en 2012

En 2012, le Comité de la stratégie a examiné en particulier les implications des évaluations complémentaires de sûreté pour les parcs nucléaires d'EDF et d'EDF Energy, la stratégie du Groupe en matière d'énergies renouvelables ainsi que, lors d'une réunion conjointe avec le Comité d'éthique, la politique ressources humaines du Groupe et la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF.

1. Désignés le 26 octobre 2010 par le Conseil d'administration, pour trois ans.

1.4.4 Comité d'éthique

1.4.4.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M^{me} Mireille Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres sont M^{me} Marie-Christine Lepetit, administratrice représentant l'État, M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat, et Philippe Maissa, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité d'éthique en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

Le Comité d'éthique s'est réuni 9 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 81,1 %.

1.4.4.2 Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ainsi que celui de l'Inspecteur Général de la gouvernance du secteur régulé.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, confiée tous les trois ans à un consultant externe (voir § 1.2.6).

Par ailleurs, le Comité visite périodiquement des sites opérationnels afin d'appréhender des thématiques relevant de ses missions.

1.4.4.3 Activité en 2012

En 2012, le Comité d'éthique a notamment étudié le projet de Charte éthique du Groupe, la politique santé et sécurité du Groupe, les politiques de communication et de mécénat du Groupe ainsi que, lors d'une réunion conjointe avec le Comité de la stratégie, la politique ressources humaines du Groupe et la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF.

1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations

1.4.5.1 Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, et M. David Azéma, administrateur représentant l'État.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité des nominations et des rémunérations, en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni 3 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 88,9 %.

1.4.5.2 Missions

Le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations

périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

1.4.5.3 Activité en 2012

En 2012, le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de 2011 et sa rémunération fixe annuelle brute, ainsi que les critères de calcul de sa rémunération variable au titre de 2012 (voir section 15.1 du document de référence 2012).

1.5 Rémunération

Les modalités de fixation de la rémunération des mandataires sociaux d'EDF, les principes et règles arrêtés par le Conseil pour la détermination de ces rémunérations ainsi que les montants versés en 2012 sont détaillés au chapitre 15 du document de référence 2012.

1.6 Assemblées générales

Les modalités relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale figurent à l'article 20 des statuts de la Société, et sont décrites à la section 21.2.7 du document de référence 2012.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le document de référence de la Société.

2 Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif du présent rapport n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2012, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2012. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques obéissent aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatifs à la gestion des risques et au contrôle interne¹ (publié le 22 janvier 2007 et mis à jour le 14 juin 2010).

2.1 Environnement de contrôle

2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale

L'organisation de la Direction Générale d'EDF répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées, et renforcer le rôle des opérationnels dans les prises de décision.

Le Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines.

Sa composition à la date du présent rapport est la suivante :

- Henri Proglio, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Marianne Laigneau, Directrice des Ressources Humaines du groupe EDF ;
- Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Délégué Commerce, Optimisation Trading et SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires) ;
- Pierre Lederer, Conseiller spécial du Président ;
- Hervé Macheaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy ;
- Alain Tchernonog, Secrétaire Général.

Denis Lépée, Conseiller du Président, assure le secrétariat du Comité exécutif.

Ce Comité est une instance de réflexion, d'échange stratégique et de concertation sur les sujets transverses du Groupe. Il suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées, ayant reçu une position de principe favorable du Comité exécutif, pour décision finale. Les projets ayant reçu un avis favorable font l'objet d'un suivi. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

Le Comité de Direction

L'organisation de la Direction Générale a été complétée par la création en 2010 d'un Comité de Direction qui réunit, autour des membres du Comité exécutif, les principaux dirigeants internationaux du Groupe et les responsables de zones géographiques, le Président du Directoire d'ERDF ainsi que des Directeurs fonctionnels de la Société. Sa composition à la date du présent rapport est la suivante :

- Michèle Bellon, Présidente du Directoire d'ERDF ;
- Jean-Paul Bouttes, Directeur de la Stratégie et de la Prospective ;
- Antoine Cahuzac, Directeur Général d'EDF EN ;
- Catherine Gros, Directrice de la Communication du Groupe ;
- Philippe Huet, Directeur Délégué auprès du Secrétaire Général, Directeur des Risques et de l'Audit Groupe ;
- Bruno Lescœur, Directeur Délégué en charge du gaz et de l'Europe du Sud ;
- Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles ;
- Olivier Orsini, Directeur du Développement Amérique du Sud, Afrique, Moyen-Orient, Communauté des États Indépendants (CEI) et partenariats associés ;
- Bernard Salha, Directeur de la Recherche et du Développement ;

1. Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4) inspiré par le référentiel COSO (chap. 2.1 à 2.5)

- Éric Thomas, Directeur Juridique du Groupe ;
- Gérard Wolf, Directeur en charge des relations avec les institutions financières internationales à Washington.

Le Comité de Direction rassemble des expertises métiers, géographiques et fonctionnelles. Il est une instance d'échange entre grands responsables du Groupe sur les sujets transverses. Il accompagne la Direction Générale de la Société dans la mise en œuvre de la stratégie et dans le pilotage des synergies au sein du Groupe. Ce Comité se réunit tous les mois.

L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection

Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF

Enfin, un Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc hydraulique du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne

Une décision relative à la mise en œuvre du contrôle interne au sein du groupe EDF a été signée par le Président-Directeur Général le 3 septembre 2010. Cette décision prend notamment en compte les dispositions de l'ordonnance du 8 décembre 2008 relative au contrôle légal des comptes et précise les orientations en matière de contrôle interne du groupe EDF. Elle vise à donner une assurance raisonnable de la maîtrise des risques d'EDF, en se fondant, dans une logique de progrès permanent, sur les principes clés suivants :

- une délégation de responsabilité à chacun des responsables du Groupe, qui, à tout niveau, sont responsables de :
 - maîtriser les principaux risques,
 - vérifier cette maîtrise pour les activités qu'ils ont déléguées,
 - adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés,
 - autoévaluer les dispositifs ainsi mis en œuvre, et en rendre compte de façon formelle et régulière à leur propre manager ;
- un dispositif d'audit, rapportant au Président-Directeur Général, décrit au paragraphe 2.1.3.2.

Ces principes clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces principes sont mis en œuvre par les Directions Générales vis-à-vis des filiales qu'elles contrôlent et vis-à-vis des principales Directions opérationnelles d'EDF, qui contrôlent elles-mêmes plusieurs unités opérationnelles ou filiales.

Chaque Directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs (80 personnes environ) est assurée par la Direction de l'Audit.

Un guide de contrôle interne¹ a été élaboré et proposé à chaque entité pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide caractérise les domaines de risque concernés,

identifie les principaux objectifs de contrôle à explorer et propose des bonnes pratiques à mettre en œuvre. Il est enrichi annuellement sur la base du retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle. Le guide 2012 a notamment pris en compte une nouvelle exigence réglementaire concernant la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie.

Fin 2012, chacune des 57 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment une description de son dispositif de contrôle interne, une autoévaluation² de ce dispositif, l'engagement du Directeur de l'entité et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cette ambition. Le Groupe procède de la sorte pour la sixième année consécutive. Chaque année, il est rendu compte au Président-Directeur Général et au Comité d'audit, puis au Conseil d'administration, de la synthèse de ces documents et de l'interprétation qui peut en être faite s'agissant du niveau de déploiement du contrôle interne dans le Groupe.

La Direction de l'Audit effectue désormais des audits complets de ces entités, qui comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne au même rythme que précédemment (trois à cinq ans suivant leur taille).

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique³.

La Direction de l'Audit et la Direction du Contrôle des Risques Groupe apportent un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des filiales de moindre importance faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique

2.1.3.1 La Direction du Contrôle des Risques Groupe

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des politiques de gestion de ses risques sur les plans opérationnel (risques industriels, environnementaux, sanitaires...), financier et organisationnel.

Au-delà de ces politiques sectorielles, face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (DCRG) qui a en particulier pour missions de :

- faire réaliser par chaque entité du Groupe une cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées ; et construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (voir § 2.2.2) ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;

1. Pour l'élaboration du guide de contrôle interne, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4) inspiré par le référentiel COSO (chap. 2.1 à 2.5).

2. Les autoévaluations rendent compte de l'ensemble des champs d'action figurant dans le cadre de référence de l'AMF.

3. S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.

- consolider le déploiement de la politique de contrôle des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (voir § 2.3.1.1) ;
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.1) ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions) et du risque de contrepartie sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.2) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif ;
- assurer le déploiement de la politique de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités d'échange et de coopération en période de crise avec les filiales régulées ou les filiales co-contrôlées et garantir l'opérationnalité du dispositif de crise pour le niveau Groupe (voir § 2.2) ;
- effectuer, sur demande du Secrétariat Général, du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), de la Direction des Achats, des Directions métiers ou filiales du Groupe, les différents contrôles nécessaires à la maîtrise des risques extra-financiers liés aux relations d'affaires dans le cadre des investissements et engagements de long terme, des partenariats, des contrats de consultants, ou de l'attribution de marchés sensibles par EDF SA.

2.1.3.2 La filière Audit du Groupe

La filière Audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. Le Président-Directeur Général a confié l'animation de cette filière au Directeur Délégué aux Risques et à l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit (DAi) et des équipes d'audit « opérationnel » : équipes d'audit « métiers » (dans les domaines production ingénierie et commerce ainsi que pour la zone Asie-Pacifique pour EDF), et équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères (RTE, ERDF, EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy et EDF Trading, Edison, EDF Luminus – anciennement SPE).

Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à des filiales contrôlées ou régulées. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (conomination et coévaluation des Directeurs d'audit métier par la DAi – hors RTE et ERDF –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes...).

Normes de qualification pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors*, en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé.
- Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour le 3 septembre 2010. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités.
- La DAi est rattachée au Secrétaire Général ; le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général.
- Tous les auditeurs de la DAi et des Directions d'Audit d'EDF et de ses filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie,

conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du groupe EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission. Une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants de la Société.

- Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAi sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

La filière audit a fait l'objet d'évaluations externes en 2008 puis en 2011-2012, qui attestent du respect des normes professionnelles.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi anime le déploiement de la Politique de Contrôle Interne et de la filière contrôle interne, assure le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses Directions et filiales contrôlées, et réalise les audits transverses et de niveau *corporate*.
- Le programme d'audit est arrêté par le Président-Directeur Général puis examiné par le Comité d'audit d'EDF qui en rend compte au Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :
 - la nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance, les principales entités du Groupe (Directions et filiales), afin d'évaluer notamment la robustesse de leur dispositif de contrôle interne,
 - les principaux processus comptables et financiers,
 - les grands projets,
 - les risques majeurs de la cartographie des risques, non traités par les audits ci-dessus,
 - le suivi des décisions de la Direction Générale.
- Le programme des équipes d'audit métiers est coordonné avec celui de la DAi, cette dernière étant seule compétente pour la réalisation des audits métiers relevant d'un risque de niveau *corporate*.
- Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management*, font l'objet de plans d'actions de leur part, transmis à la DAi. Au cours des 12 à 18 mois qui suivent, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le management dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été éliminés. A contrario, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.
- Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.
- Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule, sur l'ensemble du périmètre de la filière audit du Groupe, les principaux constats d'audit et les recommandations correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière de la Direction. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.1.3.3 La Direction Financière

La Direction Financière (DF) assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Au sein de la DF, la Direction Controlling Groupe se décompose en trois domaines : le Contrôle de Gestion, la Comptabilité et la Fiscalité. Le Contrôle de Gestion a pour missions :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, révisions et plans à moyen terme), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et des filiales

pour l'ensemble du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;

- d'assister le *management* opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de révisions deux fois par an, ainsi que d'un reporting mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière révision annuelle) est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière ;
- d'être moteur dans l'élaboration des trajectoires financières à moyen et long termes.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions et filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la ligne métier Contrôle de gestion.

La Comptabilité a pour missions :

- d'établir et publier les comptes sociaux d'EDF, et les comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de la qualité de la comptabilité en élaborant les référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
- de mettre à jour, pour EDF, le référentiel de contrôle interne relatif à la maîtrise de l'information comptable et financière.

Par ailleurs, concernant les filiales, les Politiques de Contrôle Interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

La Fiscalité a pour missions :

- de garantir la cohérence des politiques fiscales au sein du Groupe ;
- de s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille relative aux obligations légales et réglementaires ;
- de s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- d'identifier et de maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

2.1.3.4 La Direction Juridique

Au-delà de la contribution de la Direction Juridique (DJ) au contrôle interne du Groupe visée aux paragraphes 2.1.4 et 2.3.3, EDF a mis en œuvre, depuis 2007, une contrathèque afin de garantir la connaissance et la maîtrise de son patrimoine contractuel sensible. Cette contrathèque, composante du dispositif de contrôle interne, est un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et co-contrôlées). Ce dispositif a été complété par une nouvelle décision et une note d'application relatives à la maîtrise des contrats majeurs signée le 11 janvier 2011 par le Secrétaire Général. En application de cette décision, les originaux des contrats majeurs répondant à certains critères spécifiques sont centralisés au sein d'un local national sécurisé.

Depuis 2010, la Direction Juridique a confié à un *knowledge manager* la mission d'assurer la capitalisation, l'harmonisation et le partage de la doctrine de la Direction Juridique et de mettre en place une veille juridique sur les sujets législatifs et jurisprudentiels d'intérêt majeur pour le Groupe.

Enfin, un *reporting* juridique Groupe (EDF et filiales significatives) trimestriel, concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles, a été mis en place et fonctionne depuis 2010.

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains de ses pouvoirs au Conseil d'administration à certains membres de l'équipe de direction en particulier.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus d'achat. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégataires après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (DA) ou l'un de ses délégataires, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa Direction.

La délégation « représentant de l'exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Production Nucléaire et Ingénierie Nucléaire.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, réseaux électriques...) sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnel EDF et prestataires.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs lorsque les évolutions de l'organisation d'EDF le nécessitent.

En complément, un vade-mecum sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique, diffusé pour la première fois en novembre 2008, a été actualisé et a fait l'objet d'une nouvelle diffusion en 2010. Ce vade-mecum est conçu comme un outil destiné à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale

2.1.5.1 Démarche éthique

La Démarche éthique, fondée sur la décision du Président-Directeur Général du 15 mars 2007, s'appuie sur un document de référence, le Mémento éthique, qui récapitule les cinq valeurs d'EDF : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité. Ce document a été diffusé dans toutes les Directions d'EDF par la ligne managériale. La désignation de correspondants éthiques, chargés de veiller à la diffusion du Mémento et au respect effectif des valeurs sur le terrain, renforce le dispositif¹. Les valeurs d'EDF servent de référence aux démarches éthiques des filiales, aux codes déontologiques développés dans les métiers et certains domaines ainsi que pour des processus fondamentaux comme le recrutement (référentiel d'embauche), la formation (sensibilisation des salariés), les relations avec les fournisseurs et la sous-traitance (charte fournisseurs, accords sociaux sur la sous-traitance), et également pour l'évaluation des performances individuelles et collectives (entretien individuel, revues managériales).

En 2011, le Groupe a décidé l'élaboration concertée d'un nouveau référentiel qui, dans la continuité des valeurs précédentes, les regroupe au sein de trois valeurs clé : respect, responsabilité et solidarité au niveau du Groupe. Après avoir été validé sur le fond en Comité de Direction Groupe le 19 octobre 2011, le projet a été testé au premier semestre 2012 auprès de groupes de salariés dans les principales sociétés du Groupe. Le nouveau document qui en résulte a été validé par le Comité de Direction Groupe le 26 septembre 2012 et approuvé par le Comité d'éthique du Conseil d'administration le 8 octobre 2012.

Depuis sa création en 2008, le Comité de Développement durable Groupe, composé des responsables du Développement durable de différentes filiales telles qu'EDF Energy, EDF Démász, les filiales du groupe EDF en Pologne,

1. La maîtrise du risque fraude fait partie intégrante du guide de contrôle interne ; ce point est aussi examiné dans le cadre de tous les audits d'entité et a fait l'objet d'un audit général en 2012.

en Chine, en Asie du Sud-Est et Edison, permet de mettre en cohérence les démarches éthiques. La présentation à ce Comité le 23 novembre 2012 du nouveau référentiel constitue la première étape d'un déploiement qui doit assurer, courant 2013, en cohérence avec les démarches éthique de chacune des sociétés du Groupe, le partage des valeurs et des engagements éthiques par tous les salariés.

Le dispositif d'alerte éthique, mis en place à partir de 2004 sur le périmètre d'EDF, reconnaît à tout salarié le droit de signaler de manière confidentielle, mais non anonyme, les situations contraires aux valeurs et aux règles éthiques du Groupe. Ce dispositif permet de saisir le Délégué Éthique et Déontologie du groupe EDF à travers une messagerie éthique sécurisée. Il a été complété en 2008 par un numéro vert d'appel, anonyme et gratuit, qui permet à tout salarié de témoigner auprès de conseillers externes de difficultés rencontrées dans sa vie au travail. Le 24 novembre 2011, la CNIL a formellement autorisé le système d'alerte professionnelle d'EDF décrit ci-dessus, qui traite environ cinquante dossiers par an.

Le bilan d'activité du Délégué Éthique et Déontologie du groupe EDF est depuis 2010 intégré dans la revue managériale de responsabilité sociale.

2.1.5.2 Démarche Qualité environnementale

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au développement durable et fait du développement durable une véritable dimension de sa stratégie globale. Cette politique du Groupe s'est concrétisée par la signature en 2009 d'engagements communs par les dirigeants des principales sociétés du Groupe. Ces engagements donnent un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'expriment autour de trois enjeux :

- la lutte contre le changement climatique et la protection de la biodiversité ;
- l'accès à l'énergie et le développement des liens de la proximité territoriale ;
- la contribution au débat sur le développement durable.

La mise en œuvre de ces engagements est animée par le Comité de Développement durable du groupe EDF.

Ce comité tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du Système de Management Environnemental conforme à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF est en effet certifié ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont les filiales régulées RTE et ERDF), ainsi que de nombreuses filiales internationales, dont EDF Energy. Par ailleurs, certaines filiales co-contrôlées sont également certifiées ISO 14001 (mais non incluses actuellement dans le périmètre du certificat Groupe). En avril 2011, l'organisme de certification indépendant Afnor a prononcé le troisième renouvellement ISO 14001 du groupe EDF jusqu'en 2014. L'audit annuel en mars 2012 constate une animation renforcée avec une approche de « Responsabilité d'Entreprise » qui donne plus de perspective et de sens à l'action environnementale.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, toujours améliorée notamment sur l'aspect réglementaire, et donnent l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée, preuve tangible que l'engagement du Groupe à respecter l'environnement est une réalité reconnue.

2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des entités de la Société et du Groupe (Directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSI Groupe) pour les infrastructures et services mutualisés. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues en liaison avec chaque Direction, réparties entre la Direction et la Direction des Services Partagés

Informatique et Télécommunications, qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et les filiales, y compris régulées.

Le Système d'Information (SI) du périmètre finance est utilisé par plusieurs Directions du Groupe et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilités des applications. La DSI-Périmètre Finance en assure la maîtrise d'ouvrage déléguée. Elle pilote le fonctionnement quotidien des applications, gère les évolutions et met en œuvre toutes les dispositions nécessaires pour garantir la sécurité de ce SI.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des Systèmes d'Information Groupe qui anime la filière SI au travers de politiques communes. Une nouvelle gouvernance de la filière a été élaborée en déclinaison de la décision du Président du 19 décembre 2011 de renforcer le pilotage Groupe des fonctions d'appui. Elle prévoit un renforcement du rôle de la Direction des Systèmes d'Information Groupe pour garantir les synergies et la performance du SI au service de la stratégie des métiers, notamment en matière de trajectoire financière, de sécurité et de disponibilité des SI. Cette nouvelle gouvernance conforte l'élargissement aux filiales internationales.

Les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, soit par un des Comités d'EDF cité au paragraphe 2.1.1, soit par le Comité stratégique SI qui associe les principaux Directeurs et Directeurs de filiales et leur DSI, selon un rythme trimestriel ; les autres décisions importantes sont prises au sein d'un Comité des Directeurs des Systèmes d'Information France et par l'*IS Group Committee*, comprenant également les filiales du Groupe.

2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances, des Commissions des affaires économiques de l'Assemblée nationale et du Sénat, et de la Commission des Marchés.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2 La gestion et le contrôle des risques

2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de contrôle des risques sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela :
 - identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines (risques opérationnels, risques externes, risques stratégiques, y compris les risques liés à la cohérence des actions avec les valeurs du Groupe et ceux liés à la préservation de la valeur, des actifs et de la réputation du Groupe), en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste,
 - responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques, afin que chaque *manager* ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;

- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au *management* des risques de l'entreprise.

Nota : La gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques distincte des fonctions de gestion des risques (complétée par des filières de contrôle spécifiques notamment pour les risques marchés financiers et marchés énergies – voir § 2.3.1.1). Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

2.2.2 Processus de cartographie des risques

Selon ces principes, chaque semestre, en cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, le groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et co-contrôlées¹. Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques...). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques majeurs sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par le Comité exécutif.

L'actualisation de la cartographie des risques fait l'objet d'échanges approfondis, menés régulièrement entre la Direction du Contrôle des Risques Groupe (cf. § 2.1.3.1) et chacune des entités opérationnelles ou fonctionnelles contributrices. Ces échanges visent à réinterroger la pertinence de l'identification des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le Comité exécutif et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen par le Comité d'audit.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du Groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant notamment sur les risques majeurs identifiés. De plus, le processus de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus : la politique Assurances et sa mise en œuvre, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif Groupe – « CECEG », etc.) ; en particulier, le processus de contrôle des risques contribue grâce à la cartographie des risques à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements de long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits à la section 4.1 du document de référence 2012 en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe.

2.2.3 Politique de gestion de crise

La politique de gestion de crise, formalisée par une décision du Président-Directeur Général en juin 2005, définit les principes d'organisation et de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes, dans toutes les entités du Groupe ;

- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF et dans les filiales contrôlées ;
- à définir les modalités de coopération avec les filiales régulées et – via les Directions de rattachement – avec les filiales co-contrôlées, en période de crise ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à vérifier l'existence d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Le dispositif de contrôle interne de la politique de gestion de crise est intégré dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Par ailleurs, un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

2.3 Les activités de contrôle du Groupe

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes

2.3.1.1 Dispositifs sectoriels de contrôle des risques

2.3.1.1.1 Contrôle des risques marchés énergies

La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la DCRG après consolidation au niveau Groupe et en cohérence avec le processus budgétaire. Ces stratégies s'appuient sur une politique de risques marchés énergies portée par la DCRG et formalisée par la décision du Président-Directeur Général du 9 décembre 2005, qui définit la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Pour les filiales régulées et les filiales co-contrôlées, la politique de risques marchés énergies et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés (Conseils d'administration ou de surveillance et Comités d'audit).

Cette politique décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction Générale d'EDF en cas de dépassement des limites de risques ; un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading, compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire ;
- l'organisation en deux niveaux de la filière contrôle des risques marchés énergies, les entités réalisant le contrôle opérationnel et la Direction du Contrôle des Risques Groupe assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions proposées par la DCRG.

1. À l'exception de Dalkia International.

2.3.1.1.2 Contrôle des risques financiers

La Direction du Contrôle des Risques Groupe est notamment en charge du contrôle des risques de taux, de change, de liquidité et du risque de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce via :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière et de la politique Groupe du risque de contrepartie, notamment au travers du calcul régulier d'indicateurs de risque et du suivi de limites de risque ;
- des missions de contrôle – méthodologie et organisation – sur les entités d'EDF et les filiales contrôlées ;
- le contrôle des positions de marché de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique la Direction Financement et Investissements, la salle des marchés et la Direction du Contrôle des Risques Groupe, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Le Comité Marchés qui se réunit vérifie et examine mensuellement, le cas échéant, les demandes de dérogations au cadre de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits ;
- le contrôle des positions du portefeuille « Actifs dédiés » (au sein de la Direction Financière), dont la gestion est assurée par la Division Gestion des Actifs. Un cadre de travail spécifique a été mis en place par la Direction du Contrôle des Risques Groupe et définit les limites de risque admissibles. Le Comité de gestion opérationnelle présidé par le Directeur Financement et Investissements est l'instance de pilotage de la gestion et du suivi du risque financier associé à ce portefeuille.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, celle-ci est rattachée à la Direction du Contrôle des Risques Groupe et possède un lien fonctionnel avec la Direction Financement et Investissements.

2.3.1.1.3 Contrôle des risques extra-financiers

EDF a mis en place au sein de la DCRG un département spécialisé dans l'évaluation des risques extra-financiers liés aux entrées en relation d'affaires avec des tierces parties (consultants, fournisseurs, partenaires industriels... identifiés comme sensibles). Préalablement à une entrée en relation d'affaires, des contrôles formalisés et auditables sont réalisés en vue de prévenir d'éventuels risques de réputation.

2.3.1.2 Contrôles spécifiques

2.3.1.2.1 Procédure d'approbation des engagements

Conformément au « processus engagements » du Groupe, encadré par une procédure mise à jour le 28 septembre 2011, le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (« CECEG ») examine, après une position de principe favorable du Comité exécutif, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment portant sur :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros¹ ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros ;
- les contrats achats ou ventes à long terme portant annuellement sur plus de 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et quotas de CO₂ ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Les réunions du CECEG sont systématiquement précédées de réunions où sont associés les experts du niveau *corporate* (Direction du Contrôle des Risques Groupe, Direction Juridique, Direction Financière, Direction Optimisation Amont-Aval Trading, Direction du Développement durable, Direction de la Stratégie, Direction des Achats...) et les porteurs des projets, afin de vérifier l'exhaustivité des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts.

Les projets d'engagements sont ensuite revus par le Conseil d'administration comme décrit au § 1.2.4.

Le guide de « pilotage des investissements » prévoit que les projets d'engagements qui sont inférieurs aux seuils de saisine du CECEG sont examinés par des instances de gouvernance propres à chaque entité.

2.3.1.2.2 Contrôle des Systèmes d'Information (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière des Systèmes d'Information

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la Politique de Contrôle Interne du Groupe (propositions d'objets de maîtrise du domaine à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière. Les politiques concernent en particulier les infrastructures et les services mutualisés, la sécurité des Systèmes d'Information, le pilotage des projets SI, la gestion des risques SI et le respect de la loi Informatique et Libertés.

Pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie sur le référentiel externe du Cobit (*Control Objectives for Information and related Technology*).

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre depuis 2009 par la Direction des Systèmes d'Information (« DSI Groupe ») à trois niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des correspondants du contrôle interne SI, un réseau des correspondants risques et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information, qui représentent les directions. Le maillage des réseaux des correspondants risques, contrôle interne et sécurité SI en 2011 a permis de renforcer encore la coordination étroite entre couverture des risques et contrôle interne pour EDF. Ces réseaux sont progressivement élargis aux filiales internationales.

Par ailleurs, la filière SI a contribué, pour le domaine SI, au référentiel de tests de détection des fraudes.

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

La politique de Sécurité des Systèmes d'Information (« SSI ») du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du Groupe. Pour EDF, l'ajustement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis au rythme mensuel par un Comité de sécurité, présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les responsables de Sécurité des Systèmes d'Information des entités du périmètre. ERDF est associé à cette démarche. Le Comité stratégique SI examine en tant que de besoin, en présence des Directeurs de la DCRG et de la Direction de la Sécurité (« DIRSEC »), les inflexions qui s'avèrent nécessaires à la politique de Sécurité SI du Groupe, sans se substituer aux instances techniques. Cela garantit le partage d'une vision cohérente et stratégique de la sécurité du SI et des enjeux SI en termes de disponibilité et de continuité d'activité, d'intégrité des informations et traitements, et de protection des informations sensibles.

L'année 2012 a été marquée par :

- la mise en œuvre d'un exercice « Plan de continuité de l'activité » après finalisation du déplacement géographique des *data centers* ;
- la mise à jour de trois directives sécurité (gestion des tiers, continuité des activités et gestion des incidents sécurité pour EDF SA) ;

1. Hors investissements et désinvestissements financiers liés à la gestion des actifs dédiés et des actifs retraite, qui ont une gouvernance spécifique. Voir section 1.4.2.

- la création, au sein de la DSI Groupe, du Bureau d'instruction des demandes d'externalisation de services (« BIDES ») chargé de mener les analyses de sécurité des services externalisés ;
- une décision relative aux échanges numériques entre les entités du Groupe.

2.3.1.2.3 L'administration et la surveillance des filiales

Toute filiale ou participation d'EDF (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur de rattachement, membre du Comité exécutif, ou par son Délégué. Celui-ci propose les administrateurs représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés et leur adresse une lettre de mission et une lettre d'objectifs.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, en place depuis 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction concernée ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement ;
- au respect du processus de désignation des administrateurs, accord préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la « composition cible », contrôle du nombre de mandats, avis du supérieur hiérarchique de l'administrateur proposé...);
- à la professionnalisation des nouveaux administrateurs (séminaire de formation initiale pour les nouveaux administrateurs avec l'appui de l'Université Groupe, information *via* le site intranet de la communauté administrateurs, formation permanente *via* les ateliers administrateurs).

2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

Le Président-Directeur Général a validé en octobre 2003 une politique santé et sécurité et complété le dispositif le 1^{er} février 2012 par une décision prévoyant notamment d'intégrer la prévention sécurité dans les formations des managers et de faire un point trimestriel en Comité exécutif sur les résultats et actions menées au sein du Groupe dans ce domaine.

Présentée en Conseil d'administration en 2012, validée et diffusée dans le Groupe, la nouvelle politique Assurances du groupe EDF sera mise en œuvre en 2013. Véritable outil d'intégration, cette nouvelle politique augmente le champ assurantiel en couvrant l'ensemble des missions et du périmètre du Groupe. Sa diffusion sera accompagnée du Manuel des procédures Assurances, en cours de finalisation, pour faciliter la mise en œuvre de cette politique. Depuis 2004, il est présenté au Comité d'audit, en cas d'évolution significative, un point de situation de l'étendue et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou le transfert aux marchés financiers. En 2011, a été créé le Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (« COSA »), présidé par le Directeur Exécutif Groupe chargé des finances, qui nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes de couverture des risques assurables.

2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière

2.3.2.1 Le cadre de référence AMF

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010.

2.3.2.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF¹ sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (« IASB ») et approuvées par l'Union européenne et applicables 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 règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Un réseau de correspondants des Directions opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène en comptabilité entre les différentes entités du Groupe.

2.3.2.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis au Conseil d'administration, pour arrêté au 30 juin de l'exercice.

Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêts annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer les arrêts comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations...) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat a été mise en place en 2011. Elle a permis d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les flux de bilan.

L'unicité de langage financier de la Comptabilité et du Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles ;
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage facilite le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

2.3.2.4 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation.

La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Direction Financement et Investissements, Division Combustible Nucléaire, Systèmes Énergétiques Insulaires et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au Centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité

1. Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (voir chapitre 20 du présent document de référence).

transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions opérationnelles, du Centre de services partagés « Comptabilité » et de la Division Comptabilité Consolidation.

Chaque Directeur opérationnel s'engage annuellement sur le respect des règles de contrôle interne et sur la sincérité de l'information financière dont il a la responsabilité au travers d'une lettre d'engagement adressée au Directeur de la Comptabilité.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1^{er} juin 2007, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF, afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique les champs de réglementation les concernant plus particulièrement, de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale ;
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs ;
- s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien leur organisation ;
- identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses, et les indiquent à la Direction Juridique ;
- s'assurent que les détenteurs de délégations de pouvoirs ont connaissance de la portée et des conséquences de leur délégation.

2.3.3.1 Réglementation liée à l'exploitation industrielle

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent, et notamment pour le nucléaire.

La réglementation du secteur nucléaire en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de sûreté nucléaire (« ASN ») en France, Nuclear Directorate au sein du Health and Safety Executive, Office for Nuclear Generation au Royaume-Uni, Nuclear Regulatory Commission aux États-Unis, National Nuclear Safety Administration en Chine...).

Concernant EDF, les entités ou responsables suivants sont en place :

- le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président du groupe EDF se réunit plusieurs fois par an et examine en février le bilan annuel « Sûreté nucléaire et radioprotection » ;

- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (« IGSNR ») qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires dont EDF a la responsabilité de l'exploitation, et dont le rapport annuel est public ;
- l'Inspection Nucléaire, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (« DPN »), et la Mission Audit Évaluation, fonctionnellement rattachée au Directeur de la Division Ingénierie Nucléaire (« DIN »), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités de la DPN et de la DIN et leurs missions ;
- la filière Audit réalise plusieurs dizaines d'audits par an dans le domaine nucléaire (ingénierie, combustibles, exploitation).

La loi du 28 juin 2006, modifiée par la loi NOME du 7 décembre 2010 et ses textes d'application (décret du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007) relatifs notamment à la sécurisation du financement des charges nucléaires, impose à la Société de décrire dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'évaluer les charges liées à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes et les choix retenus pour la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions.

Depuis juin 2007, et conformément au cadre législatif et réglementaire, EDF adresse un rapport triennal à l'autorité administrative et une lettre d'actualisation annuelle. Le second rapport triennal a été finalisé en juin 2010 et a fait l'objet de lettres d'actualisation en 2011 et en 2012. Ces rapports et lettres d'actualisation font l'objet d'un avis par le Comité de suivi des engagements nucléaires, dont il est rendu compte au Conseil d'administration d'EDF avant leur envoi à l'autorité administrative. Le rapport sur le contrôle interne qui figure en annexe de la lettre d'actualisation fait l'objet d'une délibération du Conseil d'administration.

Dans les autres domaines liés à l'exploitation (comme par exemple le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

Dès les premiers jours qui ont suivi l'accident de Fukushima, le 11 mars 2011, EDF a exercé sa responsabilité d'exploitant nucléaire en tirant dès le mois de mars 2011 les premiers enseignements pour son parc. Les 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») de site (ceux de Flamanville et Penly comprenant une partie « EPR ») montrent la bonne robustesse de nos installations vis-à-vis des agressions considérées à la suite de l'accident de Fukushima (séisme, inondations) dans le domaine du dimensionnement, et proposent des parades complémentaires permettant d'accroître la robustesse pour des situations allant très au-delà de celles considérées dans le dimensionnement et les référentiels de sûreté en vigueur.

L'ASN a remis au gouvernement français son rapport de conclusions le 3 janvier 2012 avec un avis (n° 2012-AV-0139) dans lequel elle affirme notamment :

« À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes. »

L'ASN a émis en 2012 un ensemble de prescriptions techniques pour chaque site, avec des délais de mise en œuvre des dispositions complémentaires correspondantes cohérents avec cet avis.

Les rapports ECS des sites en déconstruction ont été transmis comme prévu à l'ASN mi-septembre 2012.

Dans le cadre des *Peer Reviews*¹ organisées par l'ENSREG (*European Nuclear Safety Regulators Group*) suite à l'accident de Fukushima, une équipe d'auditeurs s'est rendue avec des représentants de l'ASN sur le site du Tricastin pour évaluer la partie « site » du rapport ECS de ce site. Des visites supplémentaires ENSREG ont ensuite été réalisées sur les sites de Chooz, Cattenom et Fessenheim. Ces *Peer Reviews* ont permis de confirmer la pertinence des actions prises ou que va prendre EDF pour améliorer la robustesse de ses installations.

2.3.3.2 Autres réglementations

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de *management*, en particulier dans le domaine environnemental (voir § 2.1.5.2) et de la santé-sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les mises en conformité réglementaires.

2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale

Dans le cadre du déploiement du dispositif de contrôle interne au sein du Groupe, le suivi de la mise en œuvre des décisions et politiques majeures est pris en compte par leur intégration dans le guide de contrôle interne, et des audits peuvent être inscrits dans le programme d'audit du Groupe pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit (Direction de l'Audit interne du groupe EDF) et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Direction Financière ainsi que du Secrétariat Général du Conseil d'administration. Différents contributeurs, tels la Délégation à l'Éthique et à la Déontologie, la Direction des Systèmes d'Information, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction du Développement durable ainsi que la Direction Investisseurs et Marchés ont également été sollicités. Ce rapport a été examiné successivement par le Secrétaire Général du Groupe (4 février 2013), le Comité de l'information financière (29 janvier 2013), le Comité d'audit (11 février 2013) et été approuvé par le Conseil d'administration du 13 février 2013, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

2.4 Communication et diffusion des informations

En complément des actions de communication et de reporting évoquées tout au long du présent rapport, un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- À la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un système de validation de l'information financière, destiné à assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF, à examiner et valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière, a été mis en place. Ce Comité comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.
- Le code de bonne conduite : le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année contrôlé par ces filiales, et vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ses vérifications dans son rapport annuel.

Paris, le 13 février 2013.

Le Président-Directeur Général d'EDF,
Henri PROGLIO

1. Peer Review : revue entre pairs.

Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration

Exercice clos le 31 décembre 2012

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA (« la Société ») et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

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

EDF
22 - 30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08

SA au capital de 924 433 331 euros – 552 081 317 RCS Paris

edf.com

