



COMPTES **CONSOLIDÉS 2013**

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

1 Informations financières historiques	3
Comptes de résultat consolidés	4
États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	5
Bilans consolidés	6
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	8
Variations des capitaux propres consolidés	9
Annexe aux comptes consolidés	12
2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	109
3 Honoraires des Commissaires aux comptes	111
4 Politique de distribution de dividendes	112
4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	112
4.2 Politique de distribution, dividende majoré	112
4.3 Délai de prescription	112
5 Procédures judiciaires et arbitrages	112
5.1 Procédures concernant EDF	112
5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	116
5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2013	119
6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	119
Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013	120

1 Informations financières historiques

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

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2012 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 267 à 365) et 20.2 (pages 366 et 367) du document de référence 2012 du groupe EDF ;

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

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 15 mai 2014.

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2013	2012 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	75 594	72 178
Achats de combustible et d'énergie	8	(39 683)	(37 098)
Autres consommations externes	9	(9 027)	(9 718)
Charges de personnel	10	(11 879)	(11 710)
Impôts et taxes	11	(3 533)	(3 287)
Autres produits et charges opérationnels	12	5 293	5 633
Excédent brut d'exploitation		16 765	15 998
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		14	(69)
Dotations aux amortissements		(7 516)	(6 849)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(228)	(164)
(Pertes de valeur) / reprises	13	(1 012)	(752)
Autres produits et charges d'exploitation	14	388	(5)
Résultat d'exploitation		8 411	8 159
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(2 403)	(2 443)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 982)	(3 261)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 296	2 370
Résultat financier	15	(3 089)	(3 334)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 322	4 825
Impôts sur les résultats	16	(1 942)	(1 573)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	23	375	261
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 755	3 513
Dont résultat net – part du Groupe		3 517	3 275
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		238	238
Résultat net part du Groupe par action en euros:	17		
Résultat par action		1,84	1,77
Résultat dilué par action		1,84	1,77

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

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

Notes	2013			2012 ⁽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	3 517	238	3 755	3 275	238	3 513
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽²⁾	762	-	762	954	-	954
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(245)	-	(245)	(354)	-	(354)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – Quote-part des entreprises associées	(2)	-	(2)	(14)	-	(14)
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	515	-	515	586	-	586
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾	845	8	853	(780)	20	(760)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(205)	(2)	(207)	160	(9)	151
Juste valeur des instruments de couverture – Quote-part des entreprises associées	16	-	16	(2)	-	(2)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	656	6	662	(622)	11	(611)
Écarts de conversion des entités contrôlées	(719)	(83)	(802)	424	82	506
Écarts de conversion des entreprises associées	(27)	-	(27)	22	-	22
Écarts de conversion	(746)	(83)	(829)	446	82	528
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	425	(77)	348	410	93	503
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	122	(17)	105	(4 657)	57	(4 600)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(74)	3	(71)	577	(13)	564
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – Quote-part des entreprises associées	5	-	5	(108)	-	(108)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	53	(14)	39	(4 188)	44	(4 144)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	53	(14)	39	(4 188)	44	(4 144)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	478	(91)	387	(3 778)	137	(3 641)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	3 995	147	4 142	(503)	375	(128)

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

(2) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

Bilans consolidés

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾
Goodwill	18	9 206	10 412
Autres actifs incorporels	19	7 976	7 625
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	48 796	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 518	7 182
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	69 013	67 838
Participations dans les entreprises associées	23	7 813	7 587
Actifs financiers non courants	36	30 324	30 471
Impôts différés actifs	16.3	2 839	3 421
Actif non courant		183 485	181 758
Stocks	24	14 550	14 213
Clients et comptes rattachés	25	22 137	22 497
Actifs financiers courants	36	17 770	16 433
Actifs d'impôts courants		560	582
Autres débiteurs	26	9 221	8 486
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	5 459	5 874
Actif courant		69 697	68 085
Actifs détenus en vue de leur vente	46	3 619	241
TOTAL DE L'ACTIF		256 801	250 084

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

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾
Capital	27	930	924
Réserves et résultats consolidés		33 277	25 333
Capitaux propres – part du Groupe		34 207	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 663	4 854
Total des capitaux propres	27	38 870	31 111
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	40 985	39 185
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 193	1 090
Provisions pour avantages du personnel	31	18 542	19 119
Autres provisions	32	1 755	1 873
Provisions non courantes	28	62 475	61 267
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	43 454	42 551
Passifs financiers non courants	38	42 877	46 980
Autres créiteurs non courants	35	3 955	4 218
Impôts différés passifs	16.3	5 004	5 601
Passif non courant		157 765	160 617
Provisions courantes	28	4 848	3 882
Fournisseurs et comptes rattachés	34	14 312	14 643
Passifs financiers courants	38	14 912	17 521
Dettes d'impôts courants		1 348	1 224
Autres créiteurs courants	35	22 457	21 037
Passif courant		57 877	58 307
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	2 289	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		256 801	250 084

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

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2013	2012 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		5 322	4 825
Pertes de valeur (reprises)		1 012	752
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 445	9 255
Produits et charges financiers		1 587	944
Dividendes reçus des entreprises associées		266	201
Plus ou moins-values de cession		(882)	(443)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(1 783)	(2 390)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 967	13 144
Frais financiers nets décaissés		(1 799)	(1 634)
Impôts sur le résultat payés		(1 979)	(1 586)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		11 189	9 924
Opérations d'investissement :			
Investissements / cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)		648	20
Investissements incorporels et corporels	43.2	(13 327)	(13 386)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		240	748
Variations d'actifs financiers		164	(1 792)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(12 275)	(14 410)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		95	(1 038)
Dividendes versés par EDF	27.3	(2 144)	(2 125)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(318)	(230)
Achats/ventes d'actions propres		4	(15)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 363)	(3 408)
Émissions d'emprunts		5 746	12 431
Remboursements d'emprunts		(8 654)	(4 869)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	6 125	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(103)	-
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		171	190
Subventions d'investissement reçues		89	313
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 374	8 065
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 011	4 657
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(75)	171
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(75)	171
Incidence des variations de change		4	(44)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		23	38
Incidence des reclassements ⁽³⁾		(367)	(34)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	5 459	5 874

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

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

En 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.

(3) En 2013, l'incidence des reclassements intègre pour (338) millions d'euros l'effet du reclassement en « Actifs détenus en vue de leur vente » de la trésorerie et équivalents de trésorerie de Dalkia International.

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 31/12/2011	924	(26)	1 147	(1 073)	27 511	28 483	4 189	32 672
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽²⁾	-	-	-	-	333	333	-	333
Capitaux propres au 31/12/2011 retraités	924	(26)	1 147	(1 073)	27 844	28 816	4 189	33 005
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	446	(36)	(4 188)	(3 778)	137	(3 641)
Résultat net	-	-	-	-	3 275	3 275	238	3 513
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	446	(36)	(913)	(503)	375	(128)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 125)	(2 125)	(231)	(2 356)
Achats / ventes d'actions propres	-	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	-	76	76	521	597
Capitaux propres au 31/12/2012 retraités	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	4 854	31 111
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(746)	1 171	53	478	(91)	387
Résultat net	-	-	-	-	3 517	3 517	238	3 755
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(746)	1 171	3 570	3 995	147	4 142
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée ⁽⁴⁾	-	-	-	-	6 125	6 125	-	6 125
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(103)	(103)	-	(103)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 315)	(2 315)	(314)	(2 629)
Achats / ventes d'actions propres	-	(14)	-	-	-	(14)	-	(14)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁵⁾	6	-	-	-	165	171	-	171
Autres variations ⁽⁶⁾	-	-	-	-	91	91	(24)	67
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2013	930	(47)	847	62	32 415	34 207	4 663	38 870

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

(3) 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, dont 266 millions d'euros de minoritaires indirects.

(4) Le Groupe a émis en janvier 2013 des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 6 125 millions d'euros net des coûts de transaction (voir note 3.1.1).

(5) En 2013, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 171 millions d'euros sont liées au paiement en actions d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 (voir note 27.3).

(6) En 2013, les autres variations – part du Groupe intègrent pour 228 millions d'euros les effets de l'acquisition à Centrica de sa participation de 20 % dans Nuclear New Build Holdings (voir note 3.3.2).

Sommaire

Annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	13	Note 13	Pertes de valeur / reprises	42
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	13	13.1	Pertes de valeur par catégories d'immobilisations	42
1.2	Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2013	13	13.2	Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur	42
1.3	Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	14	Note 14	Autres produits et charges d'exploitation	45
Note 2	Comparabilité des exercices	28	Note 15	Résultat financier	45
2.1	Changement de méthodes comptables et de présentation	28	15.1	Coût de l'endettement financier brut	45
2.2	Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2012	29	15.2	Effet de l'actualisation	45
2.3	Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2012	29	15.3	Autres produits et charges financiers	46
2.4	Impact sur le bilan au 31 décembre 2012	30	Note 16	Impôts sur les résultats	47
2.5	Impact sur le bilan au 31 décembre 2011	31	16.1	Ventilation de la charge d'impôt	47
2.6	Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2012	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	Opérations de financement	33	16.4	Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	48
3.2	Edison	33	Note 17	Résultat net et résultat net dilué par action	49
3.3	EDF Energy	33	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES		
3.4	Évolutions relatives à la CSPE	34	50		
3.5	Dalkia	34	Note 18	Goodwill	50
3.6	Accord avec Exelon sur CENG	34	18.1	Variation des goodwill	50
3.7	Opérations et événements majeurs de l'exercice 2012	35	18.2	Répartition des goodwill par secteur opérationnel	50
Note 4	Évolutions réglementaires en France	35	Note 19	Autres actifs incorporels	51
4.1	Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014	35	Note 20	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	52
4.2	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3 et TURPE 4)	35	20.1	Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	52
4.3	Loi NOME	36	20.2	Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	52
Note 5	Évolutions du périmètre de consolidation	36	Note 21	Immobilisations en concessions des autres activités	52
5.1	Cession de la participation du Groupe dans SSE	36	21.1	Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	52
5.2	Fusion d'entités en Pologne	36	21.2	Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)	53
5.3	Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2012	36	Note 22	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	53
Note 6	Informations sectorielles	36	22.1	Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	53
6.1	Informations par secteur opérationnel	36	22.2	Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	54
6.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	38	22.3	Contrats de location-financement	54
COMPTE DE RÉSULTAT		39	Note 23	Participations dans les entreprises associées	55
Note 7	Chiffre d'affaires	39	23.1	RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	55
Note 8	Achats de combustible et d'énergie	39	23.2	Alpiq	55
Note 9	Autres consommations externes	39	Note 24	Stocks	56
Note 10	Charges de personnel	40	Note 25	Clients et comptes rattachés	56
10.1	Charges de personnel	40	25.1	Créances échues / non échues	57
10.2	Effectifs moyens	40	25.2	Opérations de titrisations	57
Note 11	Impôts et taxes	40			
Note 12	Autres produits et charges opérationnels	41			
12.1	Subventions d'exploitation	41			
12.2	Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations	41			
12.3	Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	41			
12.4	Autres produits et charges	41			

Note 26 Autres débiteurs	57	Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture	89
Note 27 Capitaux propres	58	42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	90
27.1 Capital social	58	42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction	90
27.2 Actions propres	58	42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	91
27.3 Distributions de dividendes	58		
27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	58		
Note 28 Provisions	59		
Note 29 Provisions liées à la production nucléaire - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	59	FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS	92
29.1 Provisions nucléaires en France	60	Note 43 Flux de trésorerie	92
29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy	63	43.1 Variation du besoin en fonds de roulement	92
29.3 Provisions nucléaires de CENG	64	43.2 Investissements incorporels et corporels	92
29.4 Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales	65	Note 44 Engagements hors bilan	92
Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	65	44.1 Engagements donnés	92
Note 31 Provisions pour avantages du personnel	65	44.2 Engagements reçus	97
31.1 Groupe EDF	65	Note 45 Passifs éventuels	99
31.2 France	67	45.1 Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW	99
31.3 Royaume-Uni	71	45.2 Réseau d'alimentation général – rejet du pourvoi de la Commission européenne	99
Note 32 Autres provisions	74	45.3 Contrôles fiscaux	99
Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	74	45.4 Litiges en matière sociale	99
Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés	75	45.5 ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques	99
Note 35 Autres créditeurs	75	45.6 EDF Énergies Nouvelles – Silpro	100
35.1 Avances et acomptes reçus	75	Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	100
35.2 Dettes fiscales	75	Note 47 Contribution des coentreprises	100
35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme	75	Note 48 Actifs dédiés d'EDF	101
ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	76	48.1 Réglementation	101
Note 36 Actifs financiers courants et non courants	76	48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés	101
36.1 Répartition courant / non courant des actifs financiers	76	48.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF sur l'exercice 2013	102
36.2 Détail des actifs financiers	76	48.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés	102
36.3 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti	77	48.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	102
36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés	78	Note 49 Parties liées	103
Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie	78	49.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	103
Note 38 Passifs financiers courants et non courants	79	49.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	103
38.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers	79	49.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	104
38.2 Emprunts et dettes financières	79	Note 50 Environnement	104
38.3 Endettement financier net	82	50.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre	104
Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers	83	50.2 Certificats d'économie d'énergie	104
39.1 Juste valeur des instruments financiers	83	50.3 Certificats d'énergie renouvelable	104
39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers	84	Note 51 Événements postérieurs à la clôture	105
Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie	85	Note 52 Périmètre de consolidation	106
Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	86	52.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2013	106
41.1 Couverture de juste valeur	86	52.2 Sociétés consolidées par intégration proportionnelle au 31 décembre 2013	107
41.2 Couverture de flux de trésorerie	86	52.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2013	108
41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger	86	52.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2013	108
41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	87		
41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	89		

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 (coentreprises) 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 2013 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 12 février 2014. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 15 mai 2014.

➤ 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 2013 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

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

1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2013

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2013 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2012, 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 2013

Changement de méthode comptable – Première application d'IAS 19 révisée

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

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

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

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

Autres normes et interprétations

Les textes suivants sont appliqués par le groupe EDF à compter du 1^{er} janvier 2013 :

- la norme IFRS 13 « Évaluation de la juste valeur » concerne principalement l'évaluation des instruments financiers au niveau du Groupe, en précisant les modalités de calcul de la juste valeur des actifs et passifs financiers par la prise en compte du risque de crédit dans la valorisation des instruments dérivés. L'application d'IFRS 13 n'a pas eu d'impact significatif sur les états financiers du Groupe ;
- les amendements à IAS 1 intitulés « Présentation des postes des autres éléments du résultat global (OCI) ». Ainsi, le Groupe distingue désormais dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres :
 - les éléments composant les gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres appelés à un reclassement ultérieur en résultat net,
 - les éléments composant les gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non concernés par un reclassement ultérieur en résultat net (correspondant uniquement aux écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi),
 - la part relative aux entreprises associées pour chacune de ces deux natures de gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres ;
- l'amendement à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir – Compensation des actifs et des passifs financiers » adopté par l'Union européenne en 2012. Dans ce cadre, des informations pour apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation sont désormais présentées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Les textes suivants, d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2013, n'ont pas eu d'impact sur les comptes consolidés du Groupe :

- l'amendement à IAS 12 « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents » ;
- les amendements à IFRS 1 intitulés « Hyper-inflation grave et suppression des dates d'application fermes pour les nouveaux adoptants » et « Prêts gouvernementaux » ;
- l'interprétation IFRIC 20 intitulée « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert » ;
- les améliorations annuelles des IFRS (2009-2011).

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2013 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

1.2.2.1 Normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12

L'IASB (*International Accounting Standards Board*) a publié en mai 2011 trois nouvelles normes adoptées par l'Union européenne en 2012, concernant la consolidation des groupes :

- IFRS 10 : « États financiers consolidés » ;
- IFRS 11 : « Partenariats » ;
- IFRS 12 : « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités ».

Ces normes ont été simultanément complétées par des amendements aux normes existantes suivantes :

- IAS 27 (2011) : « États financiers individuels » ;
- IAS 28 (2011) : « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises ».

Enfin, en 2012, des amendements ont été apportés aux normes IFRS 10, 11 et 12 concernant leurs « Dispositions transitoires » et aux normes IFRS 10, IFRS 12 et IAS 27 concernant les « Entités d'investissement ».

Ces nouvelles normes et amendements apportent un certain nombre d'évolutions : nouvelle définition plus large du contrôle pouvant conduire les groupes à élargir leur périmètre de consolidation en y incluant des entités jusqu'à présent non consolidées, suppression de la possibilité de consolider les coentreprises en intégration proportionnelle, et évolution qualitative et quantitative de l'information à fournir.

Les principaux impacts attendus de ce nouveau dispositif normatif pour le groupe EDF sont les suivants :

- la nouvelle définition du contrôle donnée par IFRS 10 ne modifierait pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe ;
- l'application d'IFRS 11 conduirait à considérer les partenariats du groupe EDF comme des coentreprises et à les consolider par mise en équivalence, à l'exception de quelques entités non significatives qui seraient considérées comme des opérations conjointes (consolidation de la quote-part d'actifs et de passifs).

Sur la base des études réalisées à partir des données de l'exercice 2013, les impacts sur les principaux agrégats des comptes consolidés du Groupe seraient les suivants :

- au compte de résultat :
 - diminution de l'excédent brut d'exploitation de l'ordre de 0,7 milliard d'euros,
 - pas d'impact significatif sur le résultat net – part du Groupe ;
- au bilan :
 - pas d'impact significatif sur les capitaux propres – part du Groupe,
 - diminution de l'endettement financier net de l'ordre de 2,1 milliards d'euros.

1.2.2.2 Autres textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire

Les autres textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2013 sont les suivants :

- les amendements à IAS 32 « Compensation des actifs financiers et des passifs financiers » ;
- les amendements à IAS 39 « Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture » ;
- les amendements à IAS 36 « Dépréciation des actifs – Informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers ».

Sur la base des analyses menées à date, le Groupe considère que l'application future des textes ci-dessus n'aura pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés.

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

Les textes suivants concernant des règles et méthodes comptables appliquées spécifiquement par le Groupe n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation par l'Union européenne :

- l'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes » ;
- la norme IFRS 9 phase III « Comptabilité de couverture » ;
- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – Cotisations des membres du personnel ».

Sur la base des analyses menées à date, le Groupe estime que l'application future de l'interprétation IFRIC 21 n'aurait pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels. Dans les comptes consolidés semestriels, elle aurait en revanche pour conséquence une augmentation significative des

dettes fiscales enregistrées au bilan et concernées par cette interprétation (principalement les taxes liées à l'énergie et les taxes foncières du secteur France).

L'impact potentiel des autres textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

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.

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

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

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

Les autres 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 29.1.5.2.

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 2013 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2013 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 (voir note 1.3.13.2.1). 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 coentreprises 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 principales filiales, coentreprises 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

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

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 arrêtés 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 le groupe 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 (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), 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 généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente. Les effets d'impôt relatifs à la taxation des dividendes et de la rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée sont enregistrés en résultat de la période.

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, coentreprises 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 écarts 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 sont modifiés 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.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

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 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 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

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition ;
 - le montant des intérêts minoritaires dans l'entité acquise ;
 - et pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ;
- et d'autre part le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

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 coentreprises 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 ;
- et 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 leur 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 amorties selon la méthode des unités de production (UOP « *Unit Of Production method* »), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- 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, 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 au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables 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).

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

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 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 du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

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

Les actifs utilisés par le groupe 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 (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

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 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.3 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 essentiellement 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 de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

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 et conformément à la norme IAS 36, 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 indéterminée.

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'UGT, 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. 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.
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif ;
 - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation ;
 - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT.
- le calcul de la valeur de marché (ou juste valeur) correspond au prix potentiel de vente de l'actif minoré des coûts nécessaires à sa vente.
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts.
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
 - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT) approuvé par la Direction. Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie sont déterminés sur la base des prix forwards disponibles.
 - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses long terme élaborées par la Direction pour chaque pays et pour chaque énergie.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- 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 du Groupe ;
- 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.

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 retenues 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.

La juste valeur correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En application d'IFRS 13, la hiérarchie de la juste valeur qui reflète l'importance des données utilisées dans les valorisations se compose des niveaux suivants :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs (par exemple extrapolation de courbes de taux sur des périodes longues non observables). Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidés.

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 si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revendre à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- 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 financières

Les prêts et créances financières 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 produit 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.

Le Groupe considère ainsi 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 à 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 ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

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 lesquelles les variations de flux de trésorerie générées 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 n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation 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 Dépréciation d'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 Dépréciation d'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 la perte de valeur.

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

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

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

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

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

1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés, et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

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. Les consommations de stocks sont généralement valorisées 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 utilisé 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.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

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

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.27) ;
- les stocks de gaz.

Hors activités de trading, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de trading sont évalués en valeur de marché.

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 « Autres produits et charges financiers ».

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.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises sont comptabilisés conformément à la norme IAS 32 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques. Ils sont comptabilisés en capitaux propres à leur coût historique lorsqu'il existe un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération de capital.

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 augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, 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 des 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 perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les 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 ;
- les 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, les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

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

- dans le compte de résultat
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture, désormais évalués à partir du taux d'actualisation des engagements ;
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications / liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes ;
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme.
- dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi ;
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

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 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités 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, Électricité de Strasbourg, PEI 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, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG 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.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- 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 acquis antérieurement à cette date 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.

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. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents du groupe EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droits 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 droits 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 : elles 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 l'aide aux 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.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe deux principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- 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 EEGSG (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'EEGSG n'accepte plus de nouveaux affiliés.

Les nouveaux entrants d'EDF Energy participent au plan EEPS (EDF Energy Pension Scheme). Ce troisième plan (actuellement moins significatif) a été mis en place en mars 2004 et 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.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans affiliés au régime global ESPS est entièrement externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (« Trusts ») dont les membres (« trustees »), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les trustees, définissant le niveau de financement, les contributions patronales

et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les trustees ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

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 réversions ;
- 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'incapacité, 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. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

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 1,9 % 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 4,5 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle simulation pour l'exercice 2013 :

- Impacts sur le compte de résultat

(en millions d'euros et avant impôt)	2013
Résultat d'exploitation	570
Résultat financier	(875)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(305)

- Impacts bilan – capitaux propres

(en millions d'euros et avant impôt)	2013
À l'ouverture	2 320
À la clôture	2 015

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

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

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistant dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêt.

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

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'Etat.

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'Etat au titre des émissions de l'exercice, 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.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la Directive européenne 2009/28/CE (modifiant et abrogeant notamment la Directive 2001/77/CE) relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France et en Allemagne) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie, en Pologne et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison, EDF Luminus, Fenice).

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), le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin 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 de 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'arrêtés sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation d'EDF.

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 ;
- 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 méthodes comptables et de présentation

2.1.1 IAS 19 révisée « Avantages du personnel »

La norme IAS 19 révisée est d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2013, avec application rétrospective aux exercices présentés (voir note 1.2.1).

Les impacts de l'application de la norme IAS 19 révisée sur le résultat net part du Groupe de l'année 2012 et sur les capitaux propres part du Groupe au 1^{er} janvier 2012 s'élèvent respectivement à (41) millions d'euros et 333 millions d'euros et concernent principalement le secteur France.

2.1.2 **Changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités de développement-ventes d'actifs structurés (DVAS)**

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

Ce changement de présentation a pour effet de diminuer le « Chiffre d'affaires » et les « Autres consommations externes » de l'année 2012 de respectivement (551) millions d'euros et 369 millions d'euros, avec en contrepartie une augmentation des « Autres produits et charges opérationnels » de 182 millions d'euros (sans impact sur l'excédent brut d'exploitation et sur le résultat net du Groupe).

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

2.2 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2012

(en millions d'euros)	2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	Impacts présentation DVAS	2012 retraité
Chiffre d'affaires	72 729	-	(551)	72 178
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	-	-	(37 098)
Autres consommations externes	(10 087)	-	369	(9 718)
Charges de personnel	(11 624)	(86)	-	(11 710)
Impôts et taxes	(3 287)	-	-	(3 287)
Autres produits et charges opérationnels	5 451	-	182	5 633
Excédent brut d'exploitation	16 084	(86)	-	15 998
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(69)	-	-	(69)
Dotations aux amortissements	(6 849)	-	-	(6 849)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(164)	-	-	(164)
(Pertes de valeur) / reprises	(752)	-	-	(752)
Autres produits et charges d'exploitation	(5)	-	-	(5)
Résultat d'exploitation	8 245	(86)	-	8 159
Coût de l'endettement financier brut	(2 443)	-	-	(2 443)
Effet de l'actualisation	(3 285)	24	-	(3 261)
Autres produits et charges financiers	2 366	4	-	2 370
Résultat financier	(3 362)	28	-	(3 334)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 883	(58)	-	4 825
Impôts sur les résultats	(1 586)	13	-	(1 573)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	260	1	-	261
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 557	(44)	-	3 513
Dont résultat net – part du Groupe	3 316	(41)	-	3 275
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	241	(3)	-	238

2.3 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2012

(en millions d'euros)	2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	2012 retraité
Résultat net consolidé	3 557	(44)	3 513
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	586	-	586
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(611)	-	(611)
Écarts de conversion	528	-	528
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	503	-	503
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(4 254)	110	(4 144)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	(4 254)	110	(4 144)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(3 751)	110	(3 641)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(194)	66	(128)

2.4 Impact sur le bilan au 31 décembre 2012

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	31/12/2012 retraité
Goodwill	10 412	-	10 412
Autres actifs incorporels	7 625	-	7 625
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	-	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	-	7 182
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	-	67 838
Participations dans les entreprises associées	7 555	32	7 587
Actifs financiers non courants	30 471	-	30 471
Impôts différés actifs	3 487	(66)	3 421
Actif non courant	181 792	(34)	181 758
Stocks	14 213	-	14 213
Clients et comptes rattachés	22 497	-	22 497
Actifs financiers courants	16 433	-	16 433
Actifs d'impôts courants	582	-	582
Autres débiteurs	8 486	-	8 486
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	-	5 874
Actif courant	68 085	-	68 085
Actifs détenus en vue de leur vente	241	-	241
TOTAL DE L'ACTIF	250 118	(34)	250 084

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	31/12/2012 retraité
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	24 934	399	25 333
Capitaux propres – part du Groupe	25 858	399	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	-	4 854
Total des capitaux propres	30 712	399	31 111
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	-	39 185
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	-	1 090
Provisions pour avantages du personnel	19 540	(421)	19 119
Autres provisions	1 873	-	1 873
Provisions non courantes	61 688	(421)	61 267
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	-	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	-	46 980
Autres créditeurs non courants	4 218	-	4 218
Impôts différés passifs	5 601	-	5 601
Passif non courant	161 038	(421)	160 617
Provisions courantes	3 894	(12)	3 882
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	-	14 643
Passifs financiers courants	17 521	-	17 521
Dettes d'impôts courants	1 224	-	1 224
Autres créditeurs courants	21 037	-	21 037
Passif courant	58 319	(12)	58 307
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	49	-	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	250 118	(34)	250 084

2.5 Impact sur le bilan au 31 décembre 2011

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011 publié ⁽¹⁾	Impacts IAS 19 révisée	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	7 544	24	7 568
Actifs financiers non courants	24 260	-	24 260
Impôts différés actifs	3 159	(57)	3 102
Actif non courant	163 281	(33)	163 248
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	231 962	(33)	231 929

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011 publié ⁽¹⁾	Impacts IAS 19 révisée	31/12/2011 retraité
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	27 559	333	27 892
Capitaux propres – part du Groupe	28 483	333	28 816
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 189	-	4 189
Total des capitaux propres	32 672	333	33 005
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	14 611	(355)	14 256
Autres provisions	1 338	-	1 338
Provisions non courantes	53 956	(355)	53 601
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	147 881	(355)	147 526
Provisions courantes	4 062	(11)	4 051
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	51 003	(11)	50 992
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	406	-	406
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	231 962	(33)	231 929

(1) Données publiées en 2012, correspondant aux données publiées en 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

2.6 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2012

<i>(en millions d'euros)</i>	2012 publié	Impacts IAS 19 révisée	2012 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 883	(58)	4 825
Pertes de valeur (reprises)	752	-	752
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 197	58	9 255
Produits et charges financiers	944	-	944
Dividendes reçus des entreprises associées	201	-	201
Plus ou moins-values de cession	(443)	-	(443)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 390)	-	(2 390)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 144	-	13 144
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	-	(1 634)
Impôts sur le résultat payés	(1 586)	-	(1 586)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	9 924	-	9 924
Opérations d'investissement :			
Investissements / cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)	20	-	20
Investissements incorporels et corporels	(13 386)	-	(13 386)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	748	-	748
Variations d'actifs financiers	(1 792)	-	(1 792)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(14 410)	-	(14 410)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1 038)	-	(1 038)
Dividendes versés par EDF	(2 125)	-	(2 125)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(230)	-	(230)
Achats / ventes d'actions propres	(15)	-	(15)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(3 408)	-	(3 408)
Émissions d'emprunts	12 431	-	12 431
Remboursements d'emprunts	(4 869)	-	(4 869)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	190	-	190
Subventions d'investissement reçues	313	-	313
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	8 065	-	8 065
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	4 657	-	4 657
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171	-	171
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	5 743	-	5 743
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171	-	171
Incidence des variations de change	(44)	-	(44)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	38	-	38
Incidence des reclassements	(34)	-	(34)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 874	-	5 874

➤ Note 3 Opérations et événements majeurs

3.1 Opérations de financement

3.1.1 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

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

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

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

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32 (voir note 1.3.20.4), ces émissions ont été comptabilisées en capitaux propres à compter de la réception des fonds (intervenue le 29 janvier 2013) pour un montant de 6 125 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Une rémunération, comptabilisée en réduction des capitaux propres, a été versée en 2013 pour un montant de 103 millions d'euros.

3.1.2 Émission obligataire « verte »

Le 27 novembre 2013, EDF a reçu les fonds provenant de la première émission obligataire « verte » (« green bond ») réalisée par une grande entreprise pour un montant de 1,4 milliard d'euros, de maturité avril 2021, avec un coupon annuel de 2,25 %.

Les fonds levés seront exclusivement dédiés au financement de futurs projets d'énergies renouvelables menés par EDF Énergies Nouvelles.

3.2 Edison

3.2.1 Renégociations des contrats gaz

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

Par ailleurs, un accord a été signé entre Edison et Rasgas (Qatar) en juillet 2013 revoyant certaines conditions du contrat d'approvisionnement à long terme en gaz (et notamment les conditions de prix) entre les deux parties.

Au total, il en résulte un impact positif de 813 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du groupe EDF en 2013 (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

Les arbitrages rendus sur le second semestre 2012 et relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye) s'étaient traduits par un impact positif de 680 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2012 du Groupe.

Au 31 décembre 2013, des procédures d'arbitrage restent en cours sur les contrats d'approvisionnement en gaz avec Promgas (Russie) et ENI (Libye).

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

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

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

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

3.3 EDF Energy

3.3.1 Accords relatifs à la construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point

Le groupe EDF et le gouvernement britannique ont annoncé le 21 octobre 2013 un accord sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement relatif à la construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point.

Le gouvernement britannique a également confirmé que le projet est éligible au programme de garantie de financements pour les projets d'infrastructure (« Infrastructure UK – IUK »). À l'issue des travaux de due diligence menés par IUK, une garantie par le Trésor britannique de la dette de financement des coûts globaux de construction avant la mise en service à hauteur de 65 % sera mise en place selon des termes et conditions en cours de finalisation.

En parallèle, des lettres d'intention ont été signées par EDF, Areva, CGN (China General Nuclear Corporation) et CNNC (China National Nuclear Corporation), définissant un cadre de partenariat stratégique et industriel pour le projet.

La structure actionnariale anticipée serait la suivante :

- | | |
|--------------|---------|
| ■ Groupe EDF | 45-50 % |
| ■ AREVA | 10 % |
| ■ CGN/CNNC | 30-40 % |

Des discussions sont également en cours avec une sélection d'investisseurs intéressés par le projet et dont la participation pourrait aller jusqu'à 15 %.

Le risque lié à la construction de la centrale dans le respect du budget et des délais sera partagé par le groupe EDF et ses partenaires.

Ces accords et la construction de la centrale restent conditionnés à la décision finale d'investissement, qui est soumise à la réalisation de certaines étapes clés, dont notamment l'accord sur l'ensemble du contrat d'investissement, la finalisation des accords avec les partenaires industriels et la décision de la Commission européenne relative aux aides d'État. Le 18 décembre 2013, celle-ci a annoncé avoir ouvert une enquête approfondie à ce sujet et a publié, le 31 janvier 2014, la version non confidentielle de sa décision, qui devrait être rapidement suivie d'une publication au Journal officiel, puis d'une période de consultation de l'ensemble des acteurs sur une période d'un mois.

3.3.2 Acquisition de la participation de Centrica dans Nuclear New Build Holdings

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

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

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

3.4 Évolutions relatives à la CSPE

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) est une contribution fixée par l'État français et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par le groupe 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 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.

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 est comptabilisée en produit financier dans les comptes consolidés du Groupe.

À la suite de cet accord, le Groupe a reconnu dans ses comptes consolidés clos 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 financières » pour 4,3 milliards d'euros.

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

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

La loi de finances rectificative pour 2013 reconnaît les coûts de portage des déficits du mécanisme comme une charge de service public ouvrant droit à compensation par la CSPE.

3.5 Dalkia

3.5.1 Accord avec Veolia Environnement sur Dalkia

Le groupe EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 28 octobre 2013 être entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia, spécialisée dans les services énergétiques.

Cette opération permettrait au groupe EDF de développer significativement sa présence dans le domaine des services énergétiques. Elle offrirait un potentiel de synergies important du fait de la complémentarité des métiers et expertises du groupe EDF et de Dalkia.

Au terme des discussions en cours, le groupe EDF reprendrait l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France tandis que les activités de Dalkia International seraient reprises par VE. Dans ce cadre, VE verserait au groupe EDF une soulte de 550 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia.

Cette opération se traduirait par une prise de contrôle des activités de Dalkia en France et par une cession de la participation du Groupe dans Dalkia International.

En application d'IFRS 5 et sur la base des conditions financières du projet d'accord, les actifs et passifs de Dalkia International au 28 octobre 2013 sont présentés en actifs et passifs destinés à être cédés dans le bilan consolidé du Groupe. Sur la base de la valeur nette consolidée de Dalkia International dans les comptes consolidés au 31 décembre 2013 et du prix de cession évoqué dans le projet d'accord, aucune perte de valeur n'est à constater sur l'exercice à ce titre.

En cas d'accord, l'opération sera soumise à l'approbation des conseils d'administration et des autorités de la concurrence compétentes. Elle sera finalisée au plus tôt en milieu d'année 2014.

3.5.2 Projet d'acquisition de Citelum

Le 30 septembre 2013, le groupe EDF, à travers sa filiale à 100 % EDF Développement Environnement (EDEV), est entré en négociations exclusives avec Dalkia France en vue du rachat de la société Citelum, l'un des acteurs de référence du secteur de l'éclairage public et de l'équipement électrique urbain.

Cette opération permettra au Groupe d'enrichir son offre de services aux collectivités territoriales et de s'associer plus efficacement à leur avenir énergétique, clé de leur développement. Le groupe EDF pourra notamment apporter de nouvelles réponses à ses clients collectivités dans le domaine de l'éclairage public pour l'aménagement d'éco-quartiers.

Le 25 novembre 2013, Dalkia France et EDEV se sont mis d'accord pour étendre la période de négociations exclusives au 31 mars 2014 en raison des discussions en cours entre les groupes EDF et Veolia Environnement au sujet de leur filiale commune Dalkia (voir 3.5.1).

3.6 Accord avec Exelon sur CENG

Les groupes EDF et Exelon ont signé le 29 juillet 2013 un accord concernant CENG, entité détenue à 49,99 % par le groupe EDF et 50,01 % par le groupe Exelon. CENG exploite 5 réacteurs nucléaires aux États-Unis d'une puissance totale de 3,9 GW. Aux termes de cet accord, le groupe EDF délèguera la gestion opérationnelle de ces réacteurs à Exelon. L'accord prévoit également que le Groupe percevra un dividende exceptionnel de CENG de 400 millions de dollars (environ 300 millions d'euros) et bénéficiera d'une option de vente à la juste valeur de sa participation dans CENG à Exelon exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

L'accord est soumis à l'approbation de la *Nuclear Regulatory Commission* et des autorités réglementaires compétentes. Il devrait être finalisé en 2014.

3.7 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2012

3.7.1 Edison – Prise de contrôle par le groupe EDF

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

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.

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.

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.

3.7.2 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. 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 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014

La loi n° 2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique devrait être transposée au régime des IEG par décret début 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions ont été prises en compte dans l'évaluation des engagements du Groupe au 31 décembre 2013. Les effets des deux mesures principales citées précédemment constituent des modifications de régime et ont été comptabilisés en compte de résultat pour un montant avant effets d'impôt de 472 millions d'euros en « Autres produits et charges d'exploitation ».

4.2 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3 et TURPE 4)

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a annulé la composante distribution des troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux public d'électricité (TURPE 3) qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les ministres de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE et devaient s'appliquer à la période allant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet

2013. Cette annulation est sans impact direct sur les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 (« TURPE 3 bis ») prise sur proposition de la CRE en date du 29 mars 2013, a été publiée au Journal officiel le 26 mai 2013. Elle s'applique rétroactivement à la période 2009-2013, se substitue au tarif annulé et conduit à une diminution de 2,5 % des tarifs sur la période du 1^{er} juin au 31 juillet 2013.

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

Le 9 juillet 2013, la CRE a lancé sa consultation sur les tarifs de distribution devant entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'environ 4 ans (TURPE 4). À l'issue de cette consultation, la CRE a publié le 13 novembre 2013 sa délibération portant projet de décision relative aux tarifs de distribution. Elle devrait entraîner une augmentation de 3,6 % du tarif d'acheminement au 1^{er} janvier 2014 et au-delà, de l'inflation.

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter prochainement un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative.

La délibération de la CRE du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014 a été publiée au Journal officiel du 20 décembre 2013.

S'agissant des tarifs de transport, la délibération de la CRE du 3 avril 2013 a été publiée au Journal officiel du 30 juin 2013. Ce nouveau tarif (appelé TURPE 4 HTB) est applicable depuis le 1^{er} août 2013, pour une période d'environ quatre ans. À cette date, le tarif a augmenté de 2,4 % ; il sera ensuite ajusté chaque année de l'inflation.

4.3 Loi NOME

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume de 64,4 TWh pour l'année 2013. 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. Ainsi, le volume estimé pour l'année 2014 représente 74,2 TWh, ce volume pouvant être réajusté selon certaines conditions au 1^{er} juillet 2014.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le 22 octobre 2013, le gouvernement a annoncé que le décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH devrait être publié avant la fin du premier trimestre 2014.

➤ Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Outre l'acquisition par le Groupe de la participation de Centrica dans Nuclear New Build Holdings décrite en note 3.3.2, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2013 concernent les entités suivantes.

5.1 Cession de la participation du Groupe dans SSE

Le groupe EDF a reçu le 24 mai 2013 une offre irrévocable d'Energetický a Průmyslový Holding, a.s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, pour l'acquisition de sa participation minoritaire de 49 % dans Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE), le deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie.

La finalisation de la transaction a eu lieu le 27 novembre 2013 après l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence, sur la base d'une valorisation de la participation du Groupe dans SSE à environ 400 millions d'euros. Sur l'opération, une plus-value de cession avant impôt de 54 millions d'euros a été comptabilisée en « Autres produits et charges opérationnels ».

5.2 Fusion d'entités en Pologne

En 2013, les sociétés EDF Polska Cuw, EDF Polska Centrala, EDF Krakow et ERSA ont fusionné pour former EDF Polska SA, entité détenue à 96,5 % par le groupe EDF.

Ces opérations de fusion sont sans incidence sur les comptes consolidés du Groupe.

5.3 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2012

Outre la prise de contrôle d'Edison présentée en note 3.7.1, les principales évolutions du périmètre de consolidation intervenues sur l'exercice 2012 sont relatives à :

- l'acquisition des participations d'EnBW dans les filiales ERSA, Kogeneracja et EDF Polska (Pologne) ;
- l'acquisition de 100 % d'Enerest, fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg par Électricité de Strasbourg.

➤ Note 6 Informations sectorielles

6.1 Informations par secteur opérationnel

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 principalement les activités de Production et Commercialisation (non régulées), 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 Ltd 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 2013

Compte de résultat

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	40 210	9 782	12 875	7 841	4 886	-	75 594
Chiffre d'affaires inter-secteur	762	-	2	244	1 023	(2 031)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 972	9 782	12 877	8 085	5 909	(2 031)	75 594
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 778	1 992	1 098	1 128	1 769	-	16 765
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 229	1 021	258	(228)	1 131	-	8 411
Bilan :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	91 702	13 286	9 579	7 532	11 204	-	133 303
Participations dans les entreprises associées	5 134	47	51	2 009	572	-	7 813
Goodwill	-	8 140	-	449	617	-	9 206
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	29 443	4 560	3 962	1 597	6 346	-	45 908
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	3 619	-	3 619
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	56 952
TOTAL ACTIF	126 279	26 033	13 592	11 587	22 358	-	256 801
Autres informations :							
Investissements corporels et incorporels	9 015	1 339	348	514	2 111	-	13 327
Dotations aux amortissements	(4 698)	(903)	(740)	(593)	(582)	-	(7 516)
Pertes de valeur	(71)	(7)	(88)	(707)	(139)	-	(1 012)

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

6.1.2 Au 31 décembre 2012

Compte de résultat

<i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	39 120	9 739	10 098	7 976	5 245	-	72 178
Chiffre d'affaires inter-secteur	585	-	-	212	632	(1 429)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	39 705	9 739	10 098	8 188	5 877	(1 429)	72 178
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 853	2 047	1 019	1 066	2 013	-	15 998
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 489	965	266	84	1 355	-	8 159
Bilan :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	86 077	13 206	10 017	8 784	11 783	-	129 867
Participations dans les entreprises associées	4 818	25	51	2 111	582	-	7 587
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	-	-	-	-	-	-	56 781
TOTAL ACTIF	118 522	26 142	14 171	13 325	21 143	-	250 084
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.

6.2 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 ;
- « **Transport** » : exploitation, entretien et développement du réseau de transport d'électricité haute tension et très haute 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, photovoltaïque...).

<i>(en millions d'euros)</i>	Production – Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations	Total
Au 31 décembre 2013 :						
Chiffre d'affaires externe :						
– dont France	25 789	14 699		310	(588)	40 210
– dont reste du monde	30 485	1 152	219	3 528	-	35 384
CHIFFRE D'AFFAIRES	56 274	15 851	219	3 838	(588)	75 594
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	-	3 363	-	33 058
CHIFFRE D'AFFAIRES	54 594	14 625	-	3 522	(563)	72 178

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>	2013	2012
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	71 512	67 538
Autres ventes de biens et de services	3 235	3 837
Trading	847	803
CHIFFRE D'AFFAIRES	75 594	72 178

Au-delà de la croissance organique résultant d'effets prix ou volumes, la croissance du chiffre d'affaires sur l'exercice 2013 est liée aux effets favorables de variations de périmètre (principalement Edison).

➤ 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>	2013	2012
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(13 428)	(13 815)
Achats d'énergie	(16 547)	(15 279)
Charges de transport et d'acheminement	(9 268)	(8 191)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(123)	73
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	(317)	114
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(39 683)	(37 098)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, 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 gaz à effet de serre 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 2013 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>	2013	2012
Services extérieurs	(11 069)	(11 948)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 465)	(3 223)
Production stockée et immobilisée	4 296	5 233
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	211	220
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 027)	(9 718)

➤ 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>	2013	2012
Rémunérations	(7 493)	(7 423)
Charges de Sécurité sociale	(1 769)	(1 641)
Intéressement et participation	(245)	(211)
Autres contributions liées au personnel	(388)	(372)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(99)	(229)
Avantages à court terme	(9 994)	(9 876)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(802)	(795)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(948)	(755)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 750)	(1 550)
Autres avantages à long terme	(123)	(282)
Indemnités de fin de contrat	(12)	(2)
Autres charges de personnel	(135)	(284)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 879)	(11 710)

10.2 Effectifs moyens

	2013	2012
Statut IEG	101 732	98 783
Autres	53 209	55 947
EFFECTIFS MOYENS	154 941	154 730

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 14 843 équivalents temps plein au 31 décembre 2013 (18 967 équivalents temps plein au 31 décembre 2012).

➤ Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Impôts et taxes sur rémunérations	(236)	(221)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 476)	(1 435)
Autres impôts et taxes	(1 821)	(1 631)
IMPÔTS ET TAXES	(3 533)	(3 287)

➤ Note 12 Autres produits et charges opérationnels

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2013	2012
Subventions d'exploitation	12.1	5 312	4 824
Produit (charge) net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM		-	93
Résultat de déconsolidation	12.2	298	75
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	(98)	298
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(203)	(235)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	12.3	(123)	119
Autres produits et charges	12.4	107	459
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 293	5 633

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 5 103 millions d'euros en 2013 (4 687 millions d'euros en 2012). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, et par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2013 :

- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 62 millions d'euros (270 millions d'euros en 2012) ;
- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités DVAS pour 186 millions d'euros (281 millions d'euros en 2012) ;
- une plus-value de cession de la participation du Groupe dans SSE pour 54 millions d'euros.

12.3 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation

Sur l'exercice 2013, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation intègrent à hauteur de 5 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 (139 millions d'euros en 2012).

12.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent notamment en 2012 et 2013 les effets au titre des exercices antérieurs des renégociations favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz.

➤ 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2013	2012
Pertes de valeur sur goodwill	18	(194)	(52)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(56)	(27)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés ⁽¹⁾	21-22-46	(762)	(727)
Reprise de provision pour risque Italie		-	54
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(1 012)	(752)

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

En 2012, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (752) millions d'euros étaient principalement relatives à CENG pour (396) millions d'euros (en lien avec la baisse des prix à long terme de l'électricité) et à EDF Energy pour (234) millions d'euros (pertes de valeur sur les actifs de production thermique de West Burton et Sutton Bridge).

Les pertes de valeurs enregistrées en 2013 s'élèvent à (1 012) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

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 2013, avec les hypothèses clés retenues.

Tests de dépréciation sur la valeur des goodwill et des immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2013 <i>(en millions d'euros)</i>
Royaume-Uni	EDF Energy	6,8 %	-	-
Italie	Marque Edison	7,8 – 10,5 %	2 %	-
Autre international	EDF Luminus	6,6 %	2 %	(102)
Autres activités	Dalkia Investissement	6,8 %	-	(49)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	5 % – 11,3 %	-	(5)
Autres pertes de valeur sur goodwill				(38)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉFINIE				(194)

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2013 <i>(en millions d'euros)</i>
Italie	Actifs d'Edison	Baisse des volumes	6,8 – 9,6 %	(89)
Autre international	Centrale Sloe aux Pays-Bas	Baisse des spark spreads	6,1 %	(174)
Autre international	Centrales de CENG	Baisse des prix de l'électricité	6,2 %	(146)
Autre international	Projet de centrale à charbon supercritique en Pologne	Suspension du projet	-	(125)
Autre international	Centrales d'EDF Luminus en Belgique	Notifications de mise sous cocon	6,6 %	(127)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Nouvelles réglementations	5 % – 11,3 %	(89)
Autres pertes de valeur sur actifs				(68)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(818)

Hypothèses générales

La méthodologie de calcul des CMPC est identique à celle retenue en 2012. Les CMPC utilisés en 2013 sont cependant en baisse par rapport à l'an dernier en raison de la baisse des taux sans risque.

S'agissant des courbes de prix, les tendances macro-économiques de fond restent inchangées par rapport à 2012 mais les niveaux sont baissiers : les marchés européens affichent en effet des surcapacités plus ou moins profondes auxquelles s'ajoute dans certains pays un durcissement des contraintes réglementaires.

Royaume Uni – EDF Energy

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 140 millions d'euros au 31 décembre 2013. Il résulte de l'acquisition entre 1998 et 2009 par le groupe EDF des différentes activités aujourd'hui en opération au Royaume-Uni.

Jusqu'en 2012, le goodwill était alloué à deux niveaux :

- ESCS : Energy Sourcing and Customer Supply, activité de production-commercialisation, incluant le développement de la centrale de West Burton ;
- Nuclear Generation : activités nucléaires incluant les centrales en exploitation et les projets de développement d'EPR.

En 2013, EDF Energy a procédé à une réorganisation opérationnelle de ses activités afin de mettre en adéquation son organisation avec son modèle de producteur/commercialisateur intégré et de renforcer sa gouvernance globale. Suite à cette réorganisation, l'analyse menée par le Groupe a conclu à la pertinence de tester le goodwill en regroupant les unités génératrices de trésorerie (ESCS et Nuclear Generation).

La valeur recouvrable de l'ensemble EDF Energy est déterminée en évaluant les flux futurs de trésorerie nets actualisés sur la durée d'utilité estimée

des unités de production. Celle-ci tient compte de l'allongement attendu de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de la mise en service de quatre EPR d'une durée de vie de soixante ans.

Pour les installations de production existantes, la valeur recouvrable est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité au Royaume-Uni. Les hypothèses retenues tiennent compte d'une résorption progressive des surcapacités actuelles, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, entraînant l'apparition de besoins de nouveaux moyens de production.

Les prix de vente de l'électricité produite par les futurs EPR reposent quant à eux sur le « Contract for Difference » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement Britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

L'utilisation d'un CMPC majoré d'un demi-point n'entraînerait pas de dépréciation. De même, si l'hypothèse du nombre d'EPR construits était ramenée de quatre à deux, la valeur recouvrable d'EDF Energy resterait supérieure à sa valeur comptable.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéfinie, la marque « Edison », enregistrée dans les comptes consolidés du Groupe pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires.

Concernant les autres actifs d'Edison présentant un indice de perte de valeur, les tests font ressortir (89) millions de dépréciations, dont un peu plus de la moitié au titre de la relation clientèle valorisée en mai 2012 lors de la prise de contrôle (accélération de l'attrition du portefeuille clients).

Autre international

SLOE

SLOE est une centrale à cycle combiné gaz de 870 MW installée dans le sud-ouest des Pays-Bas détenue à 50/50 par le groupe EDF et Delta.

La baisse des *spark spreads* a conduit le Groupe à tester la valeur de cet actif. Le test prend en compte les flux de trésorerie sur la base du plan à moyen terme puis au-delà, les hypothèses long terme de l'entreprise sur les *spark spreads* jusqu'à la fin de la durée de vie de la centrale en 2034.

La mise en œuvre du test sur la base d'un taux d'actualisation de 6,1 % fait ressortir une dépréciation de (174) millions d'euros.

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. Le test de dépréciation est réalisé sur la base du plan à moyen terme approuvé par le Conseil d'administration de CENG avec prise en compte des synergies résultant de l'accord du 29 juillet 2013 avec Exelon (voir note 3.6).

En 2013, les prix *forward* et les prix à long terme de l'électricité aux États-Unis ont encore baissé. La dégradation des prix de l'électricité conduit ainsi à la comptabilisation d'une dépréciation de (146) millions d'euros au 31 décembre 2013.

EDF Luminus

Les conditions de marché de l'électricité en Belgique se sont durcies en 2013 (baisse des prix, forte pression concurrentielle, contraintes réglementaires supplémentaires). De ce fait, les hypothèses de prix de marché retenues pour les tests 2013 sont inférieures à celles du test 2012 sur l'électricité et les *clean spark spreads* à court et moyen terme.

Dans ce contexte, en mars 2013, EDF Luminus a notifié au gouvernement belge la mise à l'arrêt temporaire de la centrale thermique de Seraing à l'horizon mi-2014. Cette décision a conduit à la mise en œuvre d'un test et à la dépréciation totale de la centrale pour (112) millions d'euros en 2013.

Par ailleurs, des dépréciations complémentaires ont été comptabilisées pour (15) millions d'euros sur des petites centrales pour lesquelles des décisions de notification de mises à l'arrêt temporaires ou définitives ont été prises.

Enfin, la dégradation des hypothèses de prix de marché a également conduit à la comptabilisation d'une dépréciation du goodwill d'EDF Luminus pour (102) millions d'euros. Au 31 décembre 2013, le goodwill d'EDF Luminus s'élève à 281 millions d'euros après dépréciation.

EDF Polska

Un projet de construction d'une centrale à charbon supercritique de 900 MW sur le site de Rybnik en Pologne a été lancé en septembre 2011 dans la perspective du remplacement de quatre centrales plus anciennes.

Le changement des conditions économiques et réglementaires en Pologne a impacté le taux de rendement attendu du projet et rendu impossible sa poursuite en l'état, ce qui a conduit à sa suspension.

Au 31 décembre 2013, le montant total des investissements réalisés spécifiques à ce projet s'élève à 160 millions d'euros dont 35 millions d'euros seront réutilisés sur le site de Rybnik. Une dépréciation de (125) millions d'euros est donc comptabilisée sur l'exercice.

Autres activités

EDF Énergies Nouvelles

Au 31 décembre 2013, (94) millions d'euros de dépréciations ont été comptabilisés au titre des différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles (dont (5) millions d'euros relatifs à des goodwill).

Ces dépréciations portent sur des projets sur lesquels des indices de perte de valeur ont été détectés (mesures législatives et fiscales, passage au prix de marché) notamment aux États-Unis et en Europe (Grèce, Espagne).

Dalkia Investissement

En 2013, le ralentissement de l'activité de Dalkia Investissement (exploitation de centrales de cogénération) et la chute des *clean spark spreads* a conduit à mettre en œuvre un test de dépréciation. Ce test, effectué à partir des valeurs d'utilité des actifs obtenues sur la base des plans à moyen terme à 5 ans et d'une valeur terminale, fait ressortir une valeur recouvrable des actifs inférieure à la valeur à tester.

En conséquence, l'intégralité du goodwill a été dépréciée pour (49) millions d'euros.

➤ Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2013 correspondent aux éléments suivants :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.1) ;
- des charges de restructuration pour (60) millions d'euros relatives aux activités du Groupe en Belgique, aux États-Unis et dans certains pays d'Europe centrale.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2012 intègrent 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 ;
- 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.

➤ 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 406)	(2 538)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(2)	39
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	11	(39)
Résultat net de change sur endettement	(6)	95
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 403)	(2 443)

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>	2013	2012
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 255)	(1 368)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 619)	(1 889)
Autres provisions et avances	(108)	(4)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 982)	(3 261)

Les effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs intègrent sur l'exercice 2012 une charge de (244) millions d'euros liée à la révision du taux d'actualisation pour la France.

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>	2013	2012
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	23	38
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 081	708
Produits (charges) sur autres actifs financiers	375	968
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	120	(70)
Autres charges financières	(256)	(245)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(99)	(93)
Rendement des actifs de couverture	565	639
Intérêts d'emprunts capitalisés	487	425
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 296	2 370

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.

En 2013, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 714 millions d'euros (260 millions d'euros en 2012).

En 2013, les produits sur autres actifs financiers intègrent un produit de 83 millions d'euros au titre des coûts de portage de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012. En 2012, un produit de 629 millions d'euros est comptabilisé à ce niveau au titre des coûts de portage passés cumulés – voir note 3.4.

➤ 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)	2013	2012
Impôts exigibles	(2 111)	(1 619)
Impôts différés	169	46
TOTAL	(1 942)	(1 573)

En 2013, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 557) millions d'euros et des autres filiales pour (554) millions d'euros (respectivement (1 058) millions d'euros et (561) millions d'euros en 2012).

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

(en millions d'euros)	2013	2012
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 322	4 825
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	38,00 %	36,10 %
Charge théorique d'impôt	(2 022)	(1 742)
Différences de taux d'imposition	366	346
Différences permanentes	(112)	(62)
Impôts sans base	(131)	49
Actifs d'impôts différés non reconnus	(43)	(172)
Autres	-	8
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 942)	(1 573)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	36,50 %	32,60 %

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2013 et 2012 est affecté à la hausse par les pertes de valeurs. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2013 et en 2012 respectivement à 33,7 % et à 29,1 %.

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

- pour 2013 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 366 millions d'euros, dont 254 millions d'euros relatifs à la baisse de 3 points du taux d'imposition au Royaume-Uni ;
 - l'impact négatif des lois de finances 2012 et 2013 en France pour (135) millions d'euros – hors effet de l'augmentation du taux d'impôt à 38 % – correspondant principalement à la taxe sur dividendes et à la limitation de la déductibilité d'intérêts financiers.
- pour 2012 : l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 346 millions d'euros, dont 177 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni.

16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2013	2012
Impôts différés actifs	3 421	3 102
Impôts différés passifs	(5 601)	(4 479)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{ER} JANVIER	(2 180)	(1 377)
Variation en résultat net	169	46
Variation en capitaux propres	(233)	485
Écarts de conversion	68	(53)
Mouvements de périmètre	46	(1 357)
Autres mouvements	(35)	76
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(2 165)	(2 180)
Dont impôts différés actifs	2 839	3 421
Dont impôts différés passifs	(5 004)	(5 601)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2013 est liée à hauteur de (117) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (528 millions d'euros sur l'exercice 2012).

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

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Impôts différés actifs:		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	241	185
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	6 062	6 168
Autres provisions non déductibles	941	731
Autres différences temporelles déductibles	1 409	1 257
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	613	656
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	710	872
Compensation impôts différés actif/passif	(4 651)	(3 793)
Sous-total impôts différés actifs	5 325	6 076
Impôts différés actifs non constatés	(2 486)	(2 655)
Total des impôts différés actifs au bilan	2 839	3 421
Impôts différés passifs:		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 680)	(5 570)
Autres différences temporelles taxables	(1 152)	(849)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(2 823)	(2 975)
Compensation impôts différés actif/passif	4 651	3 793
Total des impôts différés passifs au bilan	(5 004)	(5 601)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(2 165)	(2 180)

Au 31 décembre 2013, les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 2 486 millions d'euros (2 655 millions d'euros au 31 décembre 2012). Cette économie d'impôt potentielle est liée en 2013 à hauteur de 1 747 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (1 747 millions d'euros au 31 décembre 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 et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

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>	2013	2012
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 517	3 275
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(103)	-
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	3 414	3 275
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 852 523 933	1 847 342 956
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 852 523 933	1 847 342 956
Résultats par action (en euros):		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,84	1,77
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,84	1,77

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>	31/12/2013	31/12/2012
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 412	11 648
Acquisitions	6	129
Cessions	(38)	-
Pertes de valeur (note 13)	(194)	(52)
Écarts de conversion	(191)	209
Mouvements de périmètre et autres	(789)	(1 522)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	9 206	10 412
Valeur brute à la clôture	9 938	11 079
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(732)	(667)

En 2013, les variations observées sont liées principalement à :

- des écarts de conversion pour (191) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- des pertes de valeur pour (194) millions d'euros, dont (102) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus et (49) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill de Dalkia Investissement ;
- des mouvements de périmètre intégrant à hauteur de (789) millions d'euros l'effet du reclassement des goodwill associés à Dalkia International en « Actifs détenus en vue de leur vente ».

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'Énerest par Électricité de Strasbourg ;
- 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.

18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	31/12/2012
EDF Energy	8 140	8 339
Total Royaume-Uni	8 140	8 339
EDF Luminus (Belgique)	281	383
ESTAG (Autriche)	112	112
Autres	56	110
Total Autre international	449	605
Dalkia International	-	800
EDF Énergies Nouvelles	189	195
Autres	428	473
Total Autres activités	617	1 468
TOTAL GROUPE	9 206	10 412

➤ Note 19 Autres actifs incorporels

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

Au 31 décembre 2013 <i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
Logiciels	1 772	565	(121)	(14)	(62)	(13)	2 127
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	873	-	-	(2)	-	(24)	847
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats Verts	516	1 053	(739)	(1)	-	(3)	826
Autres immobilisations incorporelles	5 032	226	(9)	(13)	(302)	(4)	4 930
Immobilisations incorporelles en cours	1 771	175	-	(3)	(4)	49	1 988
Valeurs brutes	9 964	2 019	(869)	(33)	(368)	5	10 718
Amortissements et dépréciations	(2 339)	(789)	135	22	201	28	(2 742)
VALEURS NETTES	7 625	1 230	(734)	(11)	(167)	33	7 976

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2013 la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 1 165 millions d'euros (inchangé par rapport au 31 décembre 2012).

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (56) millions d'euros a été enregistrée en 2013.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 543 millions d'euros en 2013.

Au 31 décembre 2012 <i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
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.

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

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.

➤ 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)	31/12/2013	31/12/2012
Immobilisations	47 425	45 919
Immobilisations en cours	1 371	1 303
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	48 796	47 222

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 31/12/2012	2 214	75 367	3 331	80 912
Augmentations ⁽¹⁾	77	3 488	338	3 903
Diminutions	(35)	(477)	(182)	(694)
Autres mouvements	-	(7)	1	(6)
Valeurs brutes au 31/12/2013	2 256	78 371	3 488	84 115
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(1 191)	(31 642)	(2 160)	(34 993)
Dotations nettes aux amortissements	(39)	(191)	(143)	(373)
Diminutions	30	387	180	597
Autres mouvements ⁽²⁾	(9)	(1 819)	(93)	(1 921)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(1 209)	(33 265)	(2 216)	(36 690)
Valeurs nettes au 31/12/2012	1 023	43 725	1 171	45 919
VALEURS NETTES AU 31/12/2013	1 047	45 106	1 272	47 425

(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)	31/12/2013	31/12/2012
Immobilisations	6 488	6 256
Immobilisations en cours	1 030	926
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 518	7 182

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 31/12/2012	1 322	9 666	594	1 223	12 805
Augmentations	186	585	21	41	833
Diminutions	(3)	(17)	(5)	(9)	(34)
Écarts de conversion	2	(13)	(9)	(18)	(38)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(11)	69	1	(389)	(330)
Valeurs brutes au 31/12/2013	1 496	10 290	602	848	13 236
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(794)	(4 709)	(294)	(752)	(6 549)
Dotations nettes aux amortissements	(29)	(292)	(17)	(48)	(386)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(4)	-	-	(4)
Diminutions	2	14	5	8	29
Écarts de conversion	-	6	5	14	25
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	3	5	-	129	137
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(818)	(4 980)	(301)	(649)	(6 748)
Valeurs nettes au 31/12/2012	528	4 957	300	471	6 256
VALEURS NETTES AU 31/12/2013	678	5 310	301	199	6 488

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent au 31 décembre 2013 les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique) et en Italie.

➤ 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)	31/12/2013	31/12/2012
Immobilisations	52 055	51 392
Immobilisations en cours	16 655	16 130
Immobilisations financées par location-financement	303	316
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	69 013	67 838

Au 31 décembre 2013, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni.

Des pertes de valeur pour (214) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2013 sur des immobilisations en cours, dont (125) millions d'euros relatifs au projet de construction d'une centrale à charbon supercritique en Pologne.

Les pertes de valeurs sur des immobilisations en cours s'élèvent à (10) millions d'euros en 2012.

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 31/12/2012	11 928	64 204	17 869	867	14 907	109 775
Augmentations	594	2 383	2 502	30	2 569	8 078
Diminutions	(116)	(702)	(330)	(8)	(391)	(1 547)
Écarts de conversion	(46)	(395)	(58)	-	(415)	(914)
Mouvements de périmètre	(481)	-	(7)	(320)	(2 279)	(3 087)
Autres mouvements	89	(166)	(16)	3	10	(80)
Valeurs brutes au 31/12/2013	11 968	65 324	19 960	572	14 401	112 225
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(6 500)	(37 038)	(8 647)	(449)	(5 749)	(58 383)
Dotations nettes aux amortissements	(345)	(2 298)	(875)	(29)	(931)	(4 478)
Pertes de valeur nettes de reprises	(3)	(146)	(344)	-	(51)	(544)
Diminutions	83	561	322	7	312	1 285
Écarts de conversion	13	102	48	-	98	261
Mouvements de périmètre	178	-	4	160	1 046	1 388
Autres mouvements	(9)	71	10	1	228	301
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(6 583)	(38 748)	(9 482)	(310)	(5 047)	(60 170)
Valeurs nettes au 31/12/2012	5 428	27 166	9 222	418	9 158	51 392
VALEURS NETTES AU 31/12/2013	5 385	26 576	10 478	262	9 354	52 055

22.3 Contrats de location-financement

	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	120	17	58	45	58
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	767	59	233	475	478

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⁾	31/12/2013			31/12/2012	
		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	T	100,00	5 134	494	4 818	408
Alpiq	P, D, A, T	25,00	947	(214)	1 203	(201)
Taishan	P	30,00	810	-	693	-
Dalkia Holding	A	34,00	363	22	422	(1)
NTPC	P	40,00	144	32	123	27
Autres participations dans les entreprises associées			415	41	328	28
TOTAL			7 813	375	7 587	261

(1) P = production, D = distribution, 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 2013 sont les suivants :

(en millions d'euros)

Excédent brut d'exploitation 2013	1 788
Résultat net 2013	494
Capitaux propres au 31 décembre 2013	5 134
Total bilan au 31 décembre 2013	16 581
Endettement financier net au 31 décembre 2013	7 459

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2013, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2013, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 357 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2013 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 140 millions d'euros et 209 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 296 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via des prêts pour un montant total de 670 millions d'euros au 31 décembre 2013 (1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012). Les charges d'intérêts relatives à ces prêts s'élèvent à 56 millions d'euros sur l'exercice 2013.

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

23.2 Alpiq

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

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

23.2.1 Indicateurs financiers publiés

Pour l'exercice 2012, les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)

Chiffre d'affaires 2012	10 553
Résultat net 2012	(902)
Capitaux propres au 31 décembre 2012	4 150
Total bilan au 31 décembre 2012	12 247

23.2.2 Pertes de valeur

En 2013, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans Alpiq pour un montant de (284) millions d'euros. Elles correspondent à de nouvelles dépréciations d'actifs enregistrées par Alpiq à hauteur de (91) millions d'euros, ainsi qu'à une dépréciation du goodwill et de certains actifs existant au niveau du groupe EDF pour (193) millions d'euros. Ces pertes de valeur résultent d'une détérioration du contexte énergétique en Suisse, avec notamment une baisse des prix à terme observée sur l'année. Alpiq est par ailleurs toujours engagé dans une phase de réorganisation globale.

En 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

des pertes de valeur pour un montant de (248) millions d'euros (en quote-part EDF). Ces dépréciations enregistrées par Alpiq ont porté notamment sur des actifs en Suisse et en Italie.

➤ Note 24 Stocks

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Combustible nucléaire	10 779	(14)	10 765	10 297	(15)	10 282
Autre combustible	2 023	(4)	2 019	2 104	(4)	2 100
Autres matières premières	1 354	(254)	1 100	1 298	(217)	1 081
En cours de production de biens et services	92	(24)	68	216	(30)	186
Autres stocks	618	(20)	598	625	(61)	564
TOTAL STOCKS	14 866	(316)	14 550	14 540	(327)	14 213

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 973 millions d'euros au 31 décembre 2013 (7 591 millions d'euros au 31 décembre 2012).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 686 millions d'euros au 31 décembre 2013 (764 millions d'euros au 31 décembre 2012).

➤ 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>	31/12/2013	31/12/2012
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	19 869	20 518
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 313	2 927
Dépréciation	(1 045)	(948)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	22 137	22 497

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

25.1 Créances échues / non échues

(en millions d'euros)	31/12/2013			31/12/2012		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	23 182	(1 045)	22 137	23 445	(948)	22 497
dont créances échues de moins de 6 mois	1 810	(265)	1 545	2 144	(251)	1 893
dont créances échues de 6 à 12 mois	626	(172)	454	688	(211)	477
dont créances échues de plus de 12 mois	1 125	(539)	586	1 046	(408)	638
dont total des créances échues	3 561	(976)	2 585	3 878	(870)	3 008
dont total des créances non échues	19 621	(69)	19 552	19 567	(78)	19 489

25.2 Opérations de titrisations

(en millions d'euros)	31/12/2013
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	11
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 151

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 151 millions d'euros au 31 décembre 2013, dont 710 millions d'euros par le groupe Edison (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)	31/12/2013	31/12/2012
Charges constatées d'avance	1 451	1 621
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	1 357	997
Créances TVA	2 278	2 001
Créances fiscales (hors TVA)	699	678
Autres créances d'exploitation	3 436	3 189
AUTRES DÉBITEURS	9 221	8 486
Dont valeurs brutes	9 306	8 583
Dont dépréciation	(85)	(97)

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

La créance de CSPE correspond au produit à recevoir au 31 décembre 2013, à l'exception de la part relative au déficit généré antérieurement au 31 décembre 2012 et aux coûts de portage associés qui figurent en actifs financiers (voir note 3.4).

➤ Note 27 Capitaux propres

27.1 Capital social

Au 31 décembre 2013 le capital social d'EDF s'élève à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État français, 13,6 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,8 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions auto-détenues.

En 2013, le paiement en action d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 s'est traduit par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros, correspondant à l'émission de 11 141 806 actions.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français 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.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

Au 31 décembre 2013, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 752 759 actions pour une valeur de 47 millions d'euros.

27.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2013 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2012 de 1,25 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2012, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2012 s'est élevé à 0,68 euro par action.

L'Assemblée générale a également décidé d'offrir à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles d'EDF pour une quote-part de 0,10 euro sur le solde de 0,68 euro par action du dividende restant à distribuer.

Le solde du dividende au titre de l'exercice 2012 a été mis en paiement le 8 juillet 2013 pour un montant de 1 256 millions d'euros :

- la mise en paiement en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros correspondant à l'émission de 11 141 806 actions à la valeur nominale de 0,50 euro chacune, accompagnée d'une prime d'émission de 165 millions d'euros (montant net des frais d'émission) ;
- la mise en paiement en numéraire s'élève à 1 085 millions d'euros.

Le 26 novembre 2013, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2013, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2013 pour un montant de 1 059 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.

27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

Le Groupe a émis en janvier 2013 des titres subordonnés à durée indéterminée pour une valeur de 6 125 millions d'euros (nette des coûts de transaction). Les détails de cette émission sont présentés en note 3.1.1.

En 2013, une rémunération a été versée aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 103 millions d'euros.

➤ 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	31/12/2013			31/12/2012		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 447	19 100	20 547	1 094	18 431	19 525
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		265	21 885	22 150	225	20 754	20 979
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 712	40 985	42 697	1 319	39 185	40 504
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	51	1 193	1 244	45	1 090	1 135
Provisions pour avantages du personnel	31	950	18 542	19 492	900	19 119	20 019
Autres provisions	32	2 135	1 755	3 890	1 618	1 873	3 491
TOTAL PROVISIONS		4 848	62 475	67 323	3 882	61 267	65 149

➤ 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 usé 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)	31/12/2012	Augmentations	Diminutions		Autres mouvements	31/12/2013
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour gestion du combustible usé	11 817	871	(634)	(3)	(97)	11 954
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 708	567	(138)	-	456	8 593
Provisions pour aval du cycle nucléaire	19 525	1 438	(772)	(3)	359	20 547
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 428	656	(193)	(1)	712	18 602
Provisions pour derniers cœurs	3 551	171	-	-	(174)	3 548
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 979	827	(193)	(1)	538	22 150
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	40 504	2 265	(965)	(4)	897	42 697

Les autres mouvements relatifs aux provisions liées à la production nucléaire incluent à hauteur de 1 038 millions d'euros la variation des passifs nucléaires d'EDF Energy, avec pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (*Nuclear Liabilities Fund*) et du gouvernement britannique au titre de la couverture de ses obligations nucléaires de long terme (voir note 36.4). Cette variation résulte à hauteur de 1 173 millions d'euros de la révision en 2013 des hypothèses de calcul des passifs nucléaires.

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	9 779	2 175	-	-	11 954
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	1 049	-	2	8 593
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2013	17 321	3 224	-	2	20 547
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2012	16 611	2 913	-	1	19 525
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 024	4 882	508	188	18 602
Provisions pour derniers cœurs	2 313	1 185	50	-	3 548
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2013	15 337	6 067	558	188	22 150
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2012	14 771	5 489	547	172	20 979

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 (voir 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'arrêt des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

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 (DGEC, Agence des Participations de l'État 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 réalisé en 2012 et 2013 des études d'esquisse prenant notamment en compte des options de conception proposées par les producteurs. Elle étudie à ce stade des optimisations techniques identifiées conjointement avec les producteurs et devrait être en mesure de proposer une évaluation des coûts du stockage, intégrant ces éléments, au plus tôt mi 2014, 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), le processus de recherche de site a repris, notamment par des campagnes de reconnaissance géologique autour du site de Soulaïnes. Le calcul de la provision associée au stockage des déchets FAVL a été révisé pour tenir compte de nouvelles hypothèses techniques et calendaires, sans modification significative du niveau de la provision.

En 2013, une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs a été comptabilisée pour un montant de 208 millions d'euros afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique. Cette variation se traduit au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Excédent brut d'exploitation ».

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, 1 300 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 euro/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 euro/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.

Cette 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 désormais prévue pour 2016, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- disponibilité de l'exutoire pour les déchets graphite à l'horizon 2025 ;
- 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 au 31 décembre 2013 pour le calcul des provisions est de 4,8 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (hypothèses inchangées par rapport au 31 décembre 2012).

- 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.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,8 % au 31 décembre 2013.

■ 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).

Ce taux plafond s'établit à 4,58 % au 31 décembre 2013. Compte tenu des discussions en cours entre les exploitants nucléaires et l'administration française concernant une révision du dispositif réglementaire, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2013 est de 4,8 % (identique à celui utilisé 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.

	31/12/2013		31/12/2012	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	15 868	9 779	15 250	9 498
Gestion à long terme des déchets radioactifs	25 578	7 542	24 562	7 113
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	41 446	17 321	39 812	16 611
Déconstruction des centrales nucléaires	22 448	13 024	22 174	12 578
Derniers cœurs	3 979	2 313	3 887	2 193
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 427	15 337	26 061	14 771

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 :

■ Pour l'exercice 2013

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible utilisé	9 779	(167)	177	139	(147)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	(374)	417	320	(359)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires	13 024	(456)	476	45	(47)
- derniers cœurs	2 313	(66)	69	-	-
TOTAL	32 658	(1 063)	1 139	504	(553)

■ Pour l'exercice 2012

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible utilisé	9 498	(165)	174	138	(145)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	(361)	403	307	(345)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires	12 578	(458)	479	47	(49)
- derniers cœurs	2 193	(66)	70	-	-
TOTAL	31 382	(1 050)	1 126	492	(539)

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 9 291 millions d'euros au 31 décembre 2013 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du 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 7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013 (6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012).

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 renommé 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 utilisé 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 utilisé 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 utilisé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé 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 170 millions d'euros au 31 décembre 2013 ;
- 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 utilisé 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).

Dans le cadre de ses procédures, EDF Energy a finalisé en 2013 les travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires. Les conclusions de ces travaux ont conduit à une révision du montant des provisions enregistrées au passif pour 1 173 millions d'euros, avec cependant en contrepartie une révision à due concurrence de la créance à recevoir du NLF (ou du gouvernement britannique au cas où le NLF ne pourrait pas faire face à ses obligations), sans impact sur le compte de résultat du Groupe.

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible utilisé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible utilisé 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 utilisé, 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.

	31/12/2013		31/12/2012	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	3 228	2 175	3 820	2 319
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 132	1 049	4 188	594
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 360	3 224	8 008	2 913

29.2.3 Provisions pour déconstruction

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 2012 et approuvés en 2013 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant in fine la réutilisation du site.

	31/12/2013		31/12/2012	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	14 823	4 712	12 887	3 994

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 170 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 utilisé, 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 utilisé 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 utilisé, 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. Le rapport d'engagement financier soumis par CENG en mars 2013 n'indiquait aucune insuffisance, et la NRC n'a pas exigé un engagement de financement supplémentaire. Le prochain rapport d'engagement financier de CENG devrait être un rapport « hors cycle », soumis au plus tard en mars 2014, en lien avec le transfert des permis d'exploitation prévu par CENG au profit d'Exelon dans le cadre des accords signés en juillet 2013 par le Groupe avec Exelon (voir note 3.6).

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 31/12/2013	572	66	489	117	1 244
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2012	522	71	416	126	1 135

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

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 2013 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)	31/12/2013	31/12/2012
Provision pour avantages du personnel – part courante	950	900
Provision pour avantages du personnel – part non courante	18 542	19 119
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	19 492	20 019

31.1.1 Décomposition de la variation de la provision

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Solde au 31/12/2012	34 427	(14 408)	20 019
Charge nette de l'exercice 2013	1 854	(565)	1 289
Écarts actuariels	(14)	(91)	(105)
Cotisations versées aux fonds	-	(735)	(735)
Cotisations salariales	4	(4)	-
Prestations versées	(1 404)	522	(882)
Écarts de conversion	(135)	117	(18)
Mouvements de périmètre	(220)	138	(82)
Autres variations	8	(2)	6
SOLDE AU 31/12/2013	34 520	(15 028)	19 492

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Coût des services rendus	(965)	(743)
Coût des services passés	478	(23)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(112)	(271)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(599)	(1 037)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 255)	(1 368)
Produit sur les actifs de couverture	565	639
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(690)	(729)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 289)	(1 766)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	14	(5 462)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	91	862
Écarts actuariels	105	(4 600)
Écarts de conversion	18	(32)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	123	(4 632)

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.1).

31.1.3 Segmentation géographique de la provision

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2012	27 264	6 166	50	529	418	34 427
Charge nette de l'exercice 2013	1 324	467	6	41	16	1 854
Écarts actuariels	(358)	371	1	(32)	4	(14)
Cotisations salariales	-	4	-	-	-	4
Prestations versées	(1 161)	(194)	(5)	(33)	(11)	(1 404)
Écarts de conversion	-	(118)	-	(13)	(4)	(135)
Mouvements de périmètre	-	-	-	(3)	(217)	(220)
Autres variations	-	7	-	3	(2)	8
ENGAGEMENTS AU 31/12/2013	27 069	6 703	52	492	204	34 520
Juste valeur des actifs de couverture	(8 458)	(6 313)	-	(227)	(30)	(15 028)
PROVISION AU 31/12/2013 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 611	390	52	265	174	19 492

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2012	27 264	6 166	50	529	418	34 427
Juste valeur des actifs de couverture	(8 280)	(5 755)	-	(207)	(166)	(14 408)
PROVISION AU 31/12/2012 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 984	411	50	322	252	20 019

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

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2012	27 264	(8 280)	18 984
Charge nette de l'exercice 2013	1 324	(295)	1 029
Écarts actuariels	(358)	121	(237)
Cotisations versées aux fonds	-	(314)	(314)
Cotisations salariales	-	-	-
Prestations versées	(1 161)	310	(851)
Autres variations	-	-	-
SOLDES AU 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611

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

(en millions d'euros)	2013	2012
Coût des services rendus	(732)	(500)
Coût des services passés	472	(22)
Écarts actuariels – avantages à long terme	(105)	(266)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(365)	(788)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(959)	(1 045)
Produit sur les actifs de couverture	295	376
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(664)	(669)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 029)	(1 457)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	358	(5 647)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(121)	594
Écarts actuariels	237	(5 053)
Écarts de conversion	-	-
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	237	(5 053)

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.1).

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit.

(en millions d'euros)	2013
Variation liée aux écarts d'expérience	(401)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	(38)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	692
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	253
dont :	
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	358
Écarts actuariels sur avantages à long terme	(105)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2013 s'élèvent à 253 millions d'euros et sont principalement liés à l'effet favorable des révisions d'hypothèses financières (notamment de la baisse des hypothèses de taux d'inflation et de taux d'augmentation des salaires).

En 2012, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à (5 830) millions d'euros et résultent principalement de l'effet défavorable des révisions d'hypothèses financières (notamment de la baisse du taux d'actualisation).

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2013	25 756	(8 458)	17 298
Dont :			
Retraites	19 414	(7 810)	11 604
Avantage en nature énergie	4 551	-	4 551
Indemnités de fin de carrière	853	(635)	218
Autres	938	(13)	925
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2013	1 313	-	1 313
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 125	-	1 125
Médailles du travail	155	-	155
Autres	33	-	33
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611

Au 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2012	25 976	(8 280)	17 696
Dont :			
Retraites	20 244	(7 668)	12 576
Avantage en nature énergie	3 923	-	3 923
Indemnités de fin de carrière	861	(598)	263
Autres	948	(14)	934
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	27 264	(8 280)	18 984

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)

	31/12/2013
Participants en activité	16 530
Retraités	10 539
ENGAGEMENTS AU 31/12/2013	27 069

31.2.5 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élevaient à 8 458 millions d'euros au 31 décembre 2013 (8 280 millions d'euros au 31 décembre 2012) 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 ayant le profil de risque suivant :

- 70 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 30 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

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

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
ACTIFS DE COUVERTURE	8 458	8 280
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>7 810</i>	<i>7 668</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	29 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	71 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>635</i>	<i>598</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	32 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	68 %	69 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>13</i>	<i>14</i>

Au 31 décembre 2013, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 50 % du total en actions de sociétés nord américaines ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2012.

Au 31 décembre 2013, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 85 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 15 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2012.

31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants.

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 344	1 325
De un à cinq ans	5 964	5 350
De cinq à dix ans	6 784	5 199
À plus de dix ans	43 116	15 195
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	57 208	27 069

Au 31 décembre 2013, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 15,6 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2013	31/12/2012
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,50 %	3,50 %
Taux d'inflation	1,90 %	2,00 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	2,00 %

(1) Hors inflation.

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

31.2.8 Analyses de sensibilité

(en %)	31/12/2013
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	- 3,8 % / + 4,1 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	- 2,2 % / + 2,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	
■ sur le montant des engagements	+ 2,5 % / - 2,5 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	+ 6,9 % / - 6,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	
■ sur le montant des engagements	+ 4,1 % / - 3,9 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	+ 6,0 % / - 5,6 %

31.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2012	6 166	(5 755)	411
Charge nette de l'exercice 2013	467	(261)	206
Écarts actuariels	371	(198)	173
Cotisations versées aux fonds	-	(397)	(397)
Cotisations salariales	4	(4)	-
Prestations versées	(194)	194	-
Écarts de conversion	(118)	108	(10)
Autres variations	7	-	7
SOLDES AU 31/12/2013	6 703	(6 313)	390

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

(en millions d'euros)	2013	2012
Coût des services rendus	(196)	(216)
Coût des services passés	(2)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(198)	(218)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(269)	(289)
Produit sur les actifs de couverture	261	246
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(8)	(43)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(206)	(261)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(371)	309
Écarts actuariels sur actifs de couverture	198	253
Écarts actuariels	(173)	562
Écarts de conversion	10	(28)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(163)	534

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2013
Participants en activité	3 980
Retraités	2 723
ENGAGEMENTS AU 31/12/2013	6 703

31.3.4 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 6 313 millions d'euros au 31 décembre 2013 (5 755 millions d'euros au 31 décembre 2012).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actif d'adossement est revue périodiquement par les trustees et a minima après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Actifs pour plan de retraite BEGG	5 177	4 770
Actifs pour plan de retraite EEGSG	732	649
Actifs pour plan de retraite EEPS	404	336
ACTIFS DE COUVERTURE	6 313	5 755
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	37 %	33 %
Instruments de créances cotés (obligations) et monétaires	48 %	49 %
Biens immobiliers	7 %	7 %
Autres	8 %	11 %

31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants.

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	206	206
De un à cinq ans	1 130	985
De cinq à dix ans	2 061	1 489
À plus de dix ans	16 540	4 023
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	19 937	6 703

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 300 millions d'euros pour l'exercice 2014.

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 21,8 ans au 31 décembre 2013.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2013	31/12/2012
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	4,50 %	4,50 %
Taux d'inflation	3,50 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	3,50 %	3,10 %

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

31.3.7 Analyses de sensibilité

(en %)	31/12/2013
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	- 4,4 % / + 4,8 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	- 11,8 % / + 11,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	
■ sur le montant des engagements	+ 1,2 % / - 1,1 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	+ 3,8 % / - 3,6 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	
■ sur le montant des engagements	+ 4,5 % / - 4,2 %
■ sur la charge nette au titre de l'exercice N + 1	+ 10,3 % / - 10,8 %

➤ Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2012	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux participations	192	51	(2)	-	-	5	246
Provisions pour risques fiscaux	414	193	(36)	(55)	(10)	1	507
Provisions pour litiges ⁽¹⁾	604	163	(170)	(61)	(15)	(1)	520
Provisions pour contrats onéreux	703	48	(147)	(7)	-	(21)	576
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽²⁾	581	854	(552)	(11)	-	1	873
Autres provisions	997	735	(351)	(143)	(46)	(24)	1 168
TOTAL	3 491	2 044	(1 258)	(277)	(71)	(39)	3 890

(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 à la date d'acquisition des contrats de vente à long terme (2011-2021) de CENG pour 432 millions d'euros au 31 décembre 2013 (461 millions d'euros au 31 décembre 2012). Les reprises de provisions attachées à ces contrats résultent de la différence sur l'exercice entre les revenus contractualisés et les revenus évalués sur la base des prix de marché à la date d'acquisition.

➤ 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>	31/12/2013	31/12/2012
Contre-valeur des biens	43 050	41 702
Financement concessionnaire non amorti	(21 013)	(20 182)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	22 037	21 520
Amortissement du financement du concédant	11 006	10 453
Provisions pour renouvellement	10 411	10 578
Droits sur biens à renouveler	21 417	21 031
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	43 454	42 551

➤ Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 491	11 027
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 821	3 616
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	14 312	14 643

➤ Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Avances et acomptes reçus	6 988	6 491
Fournisseurs d'immobilisations	3 261	2 699
Dettes fiscales	5 402	4 922
Dettes sociales	3 366	3 166
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 788	4 004
Autres produits constatés d'avance	1 024	996
Autres dettes	2 583	2 977
AUTRES CRÉDITEURS	26 412	25 255
dont part non courante	3 955	4 218
dont part courante	22 457	21 037

35.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2013, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 129 millions d'euros (5 558 millions d'euros au 31 décembre 2012). 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 2013, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 984 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (747 millions d'euros au 31 décembre 2012).

35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2013, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 112 millions d'euros (2 183 millions au 31 décembre 2012).

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

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

➤ Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 Répartition courant / non courant des actifs financiers

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

(en millions d'euros)	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 031	13	3 044	3 167	12	3 179
Actifs financiers disponibles à la vente	12 991	15 520	28 511	11 208	16 045	27 253
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	-	-	-	9	14	23
Juste valeur positive des dérivés de couverture	636	1 047	1 683	825	1 596	2 421
Prêts et créances financières	1 112	13 744	14 856	1 224	12 804	14 028
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	17 770	30 324	48 094	16 433	30 471	46 904

(1) Dont dépréciation pour (295) millions d'euros au 31 décembre 2013 ((756) millions d'euros au 31 décembre 2012).

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)	31/12/2013	31/12/2012
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 024	3 162
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	7	5
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	13	12
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	3 044	3 179

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)	31/12/2013			31/12/2012		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	8 170	5 941	14 111	7 328	7 890	15 218
Actifs liquides	3 165	9 383	12 548	3 715	6 574	10 289
Autres titres	1 768	84	1 852	1 676	70	1 746
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	13 103	15 408	28 511	12 719	14 534	27 253

(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)	2013		2012	
	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	1 197	579	1 237	236
Actifs liquides	30	31	48	28
Autres titres	(123)	(266)	(76)	8
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	1 104	344	1 209	272

(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 2013 concernent principalement EDF pour 1 000 millions d'euros, dont 1 197 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2013.

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

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 48.

Le 30 juillet 2013, le consortium constitué par SNAM, l'opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45 %), GIC, le fonds de l'État de Singapour (35 %), et EDF (20 %), a signé un accord définitif avec le groupe TOTAL pour l'acquisition de sa filiale de transport et de stockage de gaz TIGF (Transport et Infrastructures Gaz France). La participation de 20 % d'EDF est portée par son fonds d'actifs dédiés « EDF Invest » via la société holding C31. La valeur de la participation du Groupe dans C31 à la date d'acquisition de TIGF et de finalisation de la structuration de son financement est de 265 millions d'euros.

36.2.2.2 Actifs liquides

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

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 809 millions d'euros au 31 décembre 2013 (3 249 millions d'euros au 31 décembre 2012).

36.2.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2013, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 697 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 163 millions d'euros et de titres TRIMET France pour 130 millions d'euros.

Sur l'exercice 2013, le Groupe a cédé l'ensemble de ses titres Veolia Environnement pour un montant de 262 millions d'euros. Une plus-value de cession avant impôt de 74 millions d'euros a été enregistrée en résultat financier sur l'opération.

Par ailleurs, EDF a pris une participation minoritaire dans la société TRIMET France pour un montant de 130 millions d'euros le 16 décembre 2013.

36.3 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	-	23
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	7 958	6 920
Prêts et créances financières – CSPE	5 051	4 879
Autres prêts et créances financières	1 847	2 229
ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	14 856	14 051

Les prêts et créances intègrent notamment :

- 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 7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013 (6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage supportés par EDF pour un montant de 5 051 millions d'euros au 31 décembre 2013. La variation observée par rapport au montant comptabilisé au 31 décembre 2012 est principalement liée à l'ajustement du montant du déficit de référence pour 91 millions d'euros suite à la position définitive de la CRE officialisée en octobre 2013, ainsi qu'aux coûts de portage enregistrés sur l'exercice 2013 pour 83 millions d'euros.

Les autres prêts et créances financières intègrent notamment les prêts d'EDF à RTE pour un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2013 (1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012).

36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
Actifs financiers disponibles à la vente	27 253	60	1 143	(15)	70	28 511
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	23	(5)	-	(17)	(1)	-
Prêts et créances financières	14 028	(391)	-	89	1 130	14 856

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 1 038 millions d'euros.

36.4.2 Au 31 décembre 2012

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

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent au transfert de la créance constituée du déficit de la CSPE pour 4 250 millions d'euros et à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour (289) millions d'euros.

➤ Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Disponibilités	2 742	3 090
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	2 496	2 584
Comptes courants financiers	221	200
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	5 459	5 874

(1) Dont part à la juste valeur pour 2 481 millions d'euros au 31 décembre 2013 (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.

	31/12/2013			31/12/2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts et dettes financières	42 025	11 288	53 313	45 891	14 041	59 932
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	2 583	2 583	-	2 290	2 290
Juste valeur négative des dérivés de couverture	852	1 041	1 893	1 089	1 190	2 279
PASSIFS FINANCIERS	42 877	14 912	57 789	46 980	17 521	64 501

38.2 Emprunts et dettes financières

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
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
Augmentations	2 089	2 330	1 351	-	84	5 854
Diminutions	(3 712)	(2 188)	(3 134)	(26)	(95)	(9 155)
Écarts de conversion	(302)	(59)	(79)	-	(4)	(444)
Mouvements de périmètre	(103)	(212)	(1 406)	27	(17)	(1 711)
Autres mouvements	(955)	56	(238)	15	(41)	(1 163)
SOLDES AU 31/12/2013	40 886	4 835	5 882	443	1 267	53 313

Les mouvements de périmètre sur l'exercice 2013 sont principalement liés au reclassement en « Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente » des emprunts et dettes financières de Dalkia International.

Les autres mouvements sur emprunts et dettes financières correspondent à des variations de juste valeur à hauteur de (1 186) millions d'euros au 31 décembre 2013 (86 millions d'euros au 31 décembre 2012).

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

Comptes consolidés

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

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	36 825	42 384
EDF Energy ⁽²⁾	6 665	6 786
EDF Énergies Nouvelles	4 108	3 700
Edison ⁽³⁾	2 911	3 474
Autres entités	2 804	3 588
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	53 313	59 932

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

(2) Y compris les holdings

(3) Edison hors TdE

Au 31 décembre 2013, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Le 27 novembre 2013, EDF a reçu les fonds provenant de la première émission obligataire « verte » (*green bond*) pour un montant de 1,4 milliard d'euros, de maturité avril 2021, avec un coupon annuel de 2,25 %.

Au 31 décembre 2013, 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
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 (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
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 2013 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	5 770	1 321	2 997	39	1 161	11 288
Entre un et cinq ans	6 063	1 549	2 054	141	14	9 821
À plus de cinq ans	29 053	1 965	831	263	92	32 204
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2013	40 886	4 835	5 882	443	1 267	53 313

Au 31 décembre 2012 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
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

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	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)	33 035	(472)	32 563	35 709	1 485	37 194
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	10 258	(4 786)	5 472	11 621	(6 240)	5 381
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	7 959	5 116	13 075	7 927	5 773	13 700
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 061	142	2 203	4 675	(1 018)	3 657
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	53 313	-	53 313	59 932	-	59 932

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

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	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	47 826	(7 375)	40 451	52 306	(4 844)	47 462
Emprunts à taux variable	5 487	7 375	12 862	7 626	4 844	12 470
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	53 313	-	53 313	59 932	-	59 932

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 10 390 millions d'euros au 31 décembre 2013 (8 598 millions d'euros au 31 décembre 2012).

(en millions d'euros)	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 390	306	10 084	-	8 598

L'augmentation des lignes de crédit observée au 31 décembre 2013 est principalement liée à EDF.

Le 16 décembre 2013, EDF a signé avec un groupe de 23 banques européennes et internationales un avenant au contrat de crédit syndiqué de 4 milliards d'euros datant du 22 novembre 2010, permettant notamment au Groupe d'étendre sa maturité jusqu'en novembre 2018 (avec deux options d'extension supplémentaires, chacune d'un an) tout en améliorant ses conditions financières.

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 2013 du fait du non respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

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 taux 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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	31/12/2012
Emprunts et dettes financières	38.2.1	53 313	59 932
Dérivés de couvertures des dettes		176	(797)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(5 459)	(5 874)
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	36.2.2	(12 548)	(10 289)
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽¹⁾		(1 005)	(1 397)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés ⁽²⁾		985	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		35 462	41 575

(1) Dont 670 millions d'euros de prêts à RTE et 150 millions d'euros de prêts à Dalkia International au 31 décembre 2013.

(2) Correspondant à l'endettement financier net de Dalkia International dans les comptes consolidés au 31 décembre 2013.

La baisse de l'endettement financier net observée sur l'exercice 2013 s'explique notamment par les effets de l'émission de titres subordonnées à durée indéterminée pour 6,1 milliards d'euros (voir note 3.1) et de l'affectation de la créance de CSPE aux actifs dédiés ayant permis le transfert d'actifs financiers du portefeuille des actifs dédiés vers des actifs liquides pour un montant de 2,4 milliards d'euros (voir note 3.4).

➤ Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

39.1 Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

39.1.1 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	3 044	3 044	26	2 846	172
Actifs financiers disponibles à la vente	28 511	28 511	1 907	25 592	1 012
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 683	1 683	-	1 683	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 481	2 481	-	2 481	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	35 719	35 719	1 933	32 602	1 184
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	-	-	-	-	-
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	7 958	7 958	-	7 958	-
Prêts et créances financières – CSPE	5 051	5 051	-	5 051	-
Autres prêts et créances financières	1 847	1 959	-	1 959	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	14 856	14 968	-	14 968	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 893	1 893	6	1 887	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 583	2 583	21	2 402	160
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	4 476	4 476	27	4 289	160
Emprunts et dettes financières	53 313	58 303	-	58 303	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	53 313	58 303	-	58 303	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 024 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.

39.1.2 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)

	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	3 179	3 179	16	2 942	221
Actifs financiers disponibles à la vente	27 253	27 253	4 363	22 275	615
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 421	2 421	-	2 421	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 507	2 507	-	2 507	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	35 360	35 360	4 379	30 145	836
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	23	23	-	23	-
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	6 920	6 920	-	6 920	-
Prêts et créances financières – CSPE	4 879	4 879	-	4 879	-
Autres prêts et créances financières	2 229	2 368	-	2 368	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	14 051	14 190	-	14 190	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 279	2 279	9	2 269	1
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 290	2 290	11	2 093	186
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	4 569	4 569	20	4 362	187
Emprunts et dettes financières	59 932	66 251	-	66 251	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	59 932	66 251	-	66 251	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 162 millions d'euros.

39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers

39.2.1 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)

	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	4 707	1 125	6 469	(2 887)	3 582	(998)	(332)	2 252
Juste valeur des dérivés – passif	(4 476)	(1 266)	(6 097)	2 887	(3 210)	998	36	(2 176)

39.2.2 Au 31 décembre 2012

	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32		Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32			
(en millions d'euros)			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	5 583	456	11 729	(6 602)	5 127	(1 226)	(576)	3 325
Juste valeur des dérivés – passif	(4 569)	(765)	(10 406)	6 602	(3 804)	1 226	100	(2 478)

➤ 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 pourraient générer 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, la valeur des passifs provisionnés, 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 48 et 29.1.5 ;
 - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4 ;
 - 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 31.2.7 et 31.3.6 ;
- 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	31/12/2013	31/12/2012
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	1 683	2 421
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(1 893)	(2 279)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(210)	142
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	364	675
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	(490)	(80)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(124)	(431)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	40	(22)

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'intérêts 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 2013, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (3) millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 41 millions d'euros en 2012).

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'intérêts 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 ventes 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 2013 est un gain de 1 million d'euros (perte de (1) million d'euros en 2012).

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 :

	2013			2012		
	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	121	-	-	(42)	4	-
Couverture de change	(502)	(462)	1	(608)	(264)	7
Couverture d'investissement net à l'étranger	551	(5)	5	(420)	-	-
Couverture de matières premières	(468)	(692)	-	(538)	(566)	-
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	(298)	(1 159)	6	(1 608)	(826)	7

(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 31/12/2013			Total	Notionnel au 31/12/2012	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans			31/12/2013	31/12/2012
<i>(en millions d'euros)</i>							
Achats de CAP	20	-	-	20	70	-	-
Achats d'options	25	-	-	25	70	-	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	45	-	-	45	140	-	(1)
Payeur fixe/receveur variable	375	1 237	1 108	2 720	2 963	(194)	(342)
Payeur variable/receveur fixe	833	922	7 972	9 727	8 017	566	1 172
Variable/variable	68	1 300	1 028	2 396	1 487	(2)	-
Fixe/fixe	2 292	1 150	4 472	7 914	9 157	(6)	(154)
Swaps de taux	3 568	4 609	14 580	22 757	21 624	364	676
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	3 613	4 609	14 580	22 802	21 764	364	675

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 2013 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2013			Total	Notionnel à livrer au 31/12/2013			Total	Juste valeur 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
<i>(en millions d'euros)</i>									
Change à terme	2 966	769	-	3 735	3 002	784	-	3 786	(45)
Swaps	13 687	5 441	5 604	24 732	13 961	5 352	5 884	25 197	(445)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 653	6 210	5 604	28 467	16 963	6 136	5 884	28 983	(490)

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

Comptes consolidés

Au 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2012				Notionnel à livrer au 31/12/2012				Juste valeur 31/12/2012
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
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)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	18 032	7 216	4 690	29 938	18 031	7 050	4 956	30 037	(80)

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)	31/12/2013	31/12/2012
Contrats de couverture d'électricité	(178)	(142)
Contrats de couverture gaz	(27)	(73)
Contrats de couverture de charbon	(395)	(371)
Contrats de couverture des produits pétroliers	93	104
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	39	(56)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(468)	(538)

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
Contrats de couverture d'électricité	(177)	(296)
Contrats de couverture gaz	(79)	12
Contrats de couverture de charbon	(420)	(280)
Contrats de couverture des produits pétroliers	24	35
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	(40)	(37)
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(692)	(566)

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2013				Juste valeur	31/12/2012	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Forwards/futures		1	(12)	-	(11)	(16)	-	(5)
Électricité	TWh	1	(12)	-	(11)	(16)	-	(5)
Swaps		(354)	15	-	(339)	6	(288)	1
Forwards/futures		1 042	1 211	-	2 253	4	1 967	(39)
Gaz	Millions de therms	688	1 226	-	1 914	10	1 679	(38)
Swaps		25 574	14 269	-	39 843	123	27 708	45
Produits pétroliers	Milliers de barils	25 574	14 269	-	39 843	123	27 708	45
Swaps		8	3	-	11	(179)	14	(168)
Charbon	Millions de tonnes	8	3	-	11	(179)	14	(168)
Forwards/futures		23 824	14 748	-	38 572	(62)	36 721	(265)
CO₂	Milliers de tonnes	23 824	14 748	-	38 572	(62)	36 721	(265)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(124)		(431)

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	31/12/2013		31/12/2012	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Gaz (swaps)	Millions de therms	2	-	49	-
Charbon et fret	Millions de tonnes	(42)	40	(32)	(22)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			40		(22)

➤ 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	31/12/2013	31/12/2012
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2	3 024	3 162
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 583)	(2 290)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		441	872
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(46)	(92)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	18	(21)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	469	985

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 31/12/2013				Notionnel au 31/12/2012		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2013	31/12/2012	
Payeur fixe/receveur variable	2 039	966	483	3 488	3 846	(160)	(248)	
Payeur variable/receveur fixe	415	846	294	1 555	3 912	126	182	
Variable/variable	500	225	-	725	925	(12)	(26)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	2 954	2 037	777	5 768	8 683	(46)	(92)	

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 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				Notionnel à livrer au 31/12/2013				Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2013	
Change à terme	2 243	308	22	2 573	2 264	312	25	2 601	(25)	
Swaps	7 956	184	-	8 140	7 913	186	-	8 099	43	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 199	492	22	10 713	10 177	498	25	10 700	18	

Au 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2012				Notionnel à livrer au 31/12/2012				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	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 506	556	49	11 111	10 520	566	52	11 138	(21)	

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	31/12/2013		31/12/2012	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(95)	431	3	715
Options		91	(24)	76	53
Forwards / futures		10	332	(42)	250
Électricité	TWh	6	739	37	1 018
Swaps		2 156	(90)	4 023	(10)
Options		22 204	47	25 118	-
Forwards / futures		(1 033)	(527)	(2 002)	(363)
Gaz	Millions de therms	23 327	(570)	27 139	(373)
Swaps		2 927	11	64	10
Options		218	1	(187)	(1)
Forwards / futures		(258)	-	(218)	(1)
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 887	12	(341)	8
Swaps		(27)	113	(45)	(170)
Forwards / futures		101	(8)	123	110
Frêt		42	87	31	157
Charbon et frêt	Millions de tonnes	116	192	109	97
Swaps		(156)	23	(386)	27
Options		168	-	(546)	(2)
Forwards / futures		(9 288)	69	49 117	212
CO₂	Milliers de tonnes	(9 276)	92	48 185	237
Swaps			-		(6)
Autres matières premières			-		(6)
Dérivés incorporés de matières			4		4
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			469		985

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>	2013	2012
Variation des stocks	(690)	(508)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(360)	(1 426)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(443)	(510)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	114	(27)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(404)	81
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(1 783)	(2 390)

43.2 Investissements incorporels et corporels

<i>(en millions d'euros)</i>	2013	2012
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(964)	(817)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(12 927)	(12 798)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	564	229
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(13 327)	(13 386)

➤ Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2013. 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 2013 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2013	31/12/2012
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	40 933	43 559
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	14 667	12 024
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	6 284	5 449
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		61 884	61 032

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

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2013 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	31/12/2012
Engagements d'achats de combustibles et d'énergie ⁽¹⁾	29 463	30 931
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	7 709	8 463
Engagements de location simple en tant que preneur	3 761	4 165
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	40 933	43 559

(1) Hors achat de gaz.

44.1.1.1 Engagements d'achats de combustibles et d'énergie

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.

Le Groupe a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2013, l'échéancier des engagements d'achats de combustibles et d'énergie se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2013				31/12/2012
		Échéances				Total
		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	8 727	2 277	2 982	1 427	2 041	7 676
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	1 187	566	562	59	-	1 458
Achats de combustible nucléaire	19 549	2 025	7 050	6 217	4 257	21 797
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE	29 463	4 868	10 594	7 703	6 298	30 931

(1) Hors achat de gaz.

Les évolutions résultent principalement de la baisse des engagements d'achats de combustible nucléaire d'EDF, compensée partiellement par une hausse des contrats d'achat d'électricité (notamment chez EDF Energy).

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, d'ERDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

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 34 TWh pour l'exercice 2013 (36 TWh pour l'exercice 2012), dont 7 TWh au titre de la cogénération (10 TWh pour 2012), 15 TWh au titre de l'éolien (14 TWh pour 2012), 4 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2012) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2012).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

44.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats 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.

La baisse des engagements résulte principalement des prestations exécutées en 2013 sur les contrats correspondants.

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

Comptes consolidés

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2013, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cube)	Total	Échéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Edison	202	11	51	140
EDF	57	2	8	47

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 d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cube 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 2013, il n'y a pas d'engagements hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison 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.

Des engagements d'achats de gaz sont également portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz. Autour du projet Southstream, EDF et Gazprom ont ainsi signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en gaz.

Enfin, des engagements de gaz sont portés par des filiales via des engagements généralement adossés à des contrats de vente d'électricité dont les clauses dites de « *pass-through* » permettant de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

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

Au 31 décembre 2013, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	131	41	41	49	486
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 514	2 528	1 535	451	4 379
Autres engagements liés à l'exploitation	3 064	1 269	1 083	712	3 598
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	7 709	3 838	2 659	1 212	8 463

(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 2013, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF et EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses projets de développement.

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	31/12/2012
EDF	2 539	2 420
ERDF	414	426
EDF Énergies Nouvelles	318	611
EDF Energy	668	622
Autres entités	575	300
TOTAL	4 514	4 379

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent notamment Edison à hauteur de 1 349 millions d'euros (1 292 millions d'euros en 2012) et EDF à hauteur de 922 millions d'euros (1 017 millions d'euros en 2012).

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2013, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	3 761	525	1 607	1 629	4 165

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, ERDF et EDF Trading.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2013, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'immobilisations	13 465	6 889	6 107	469	11 657
Engagements d'acquisition de titres de participations	1 004	223	771	10	333
Autres engagements donnés liés aux investissements	198	7	190	1	34
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	14 667	7 119	7 068	480	12 024

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'immobilisations

Au 31 décembre 2013, les engagements sur acquisition d'immobilisations se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	31/12/2012
EDF	8 856	7 908
ERDF	1 129	930
EDF Énergies Nouvelles	1 540	600
EDF Energy	455	603
PEI ⁽¹⁾	400	414
Dunkerque LNG ⁽²⁾	352	656
Autres entités	733	546
TOTAL	13 465	11 657

(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 hausse des commandes d'immobilisations chez EDF Énergies Nouvelles concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment aux États Unis et au Canada.

44.1.2.2 Engagements d'acquisition de titres et d'actifs

Les engagements d'acquisition de titres et d'actifs au 31 décembre 2013 concernent principalement EDF International et EDEV.

Dans le cadre de son partenariat avec Gazprom, EDF International s'est engagé à participer à hauteur de 15 % à la construction et l'exploitation de la section sous-marine du gazoduc Southstream, en partie sous forme d'apports en capital ou de prêts d'actionnaires.

Les engagements d'acquisition de titres portés par EDEV sont principalement liés au projet d'acquisition de Citelum (voir note 3.5.2).

Par ailleurs, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables sont les suivants.

■ Accord avec Veolia Environnement

Veolia Environnement (VE) 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 VE. De même, EDF a accordé à VE 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 VE, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Par ailleurs, EDF et VE ont annoncé le 28 octobre 2013 être entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur

filiale commune Dalkia (voir note 3.5). Aucun engagement hors bilan n'est cependant à constater à ce titre au 31 décembre 2013.

■ Engagement de liquidité vis à vis des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus

Le pacte d'actionnaires signé le 16 avril 2010 définit un engagement de liquidités pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire à la date du 5^e anniversaire (le 16 avril 2015) par un rachat de leurs titres par le Groupe sous certaines conditions à la main d'EDF et à un prix ayant des composantes variables. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement portant sur 36,5 % du capital d'EDF Luminus est non valorisable au 31 décembre 2013.

■ 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.

44.1.2.3 Autres engagements liés aux investissements

Le Groupe n'a donné aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2013.

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2013 sont les suivants :

	Total	31/12/2013			31/12/2012
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Sûretés réelles d'actifs	5 678	178	1 233	4 267	4 906
Garanties sur emprunts	265	48	36	181	218
Autres engagements liés au financement	341	208	70	63	325
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	6 284	434	1 339	4 511	5 449

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 d'EDF Énergies Nouvelles. La hausse de ces engagements au 31 décembre 2013 concerne essentiellement le financement de nouveaux parcs aux États-Unis et en France.

44.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 31 décembre 2013 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2013	31/12/2012
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	2 839	2 936
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	24	17
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	130	129
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		2 993	3 082

(1) Les engagements de livraison d'électricité sont détaillés en note 44.2.1.3.

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2013 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	Échéances			31/12/2012
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 358	260	547	551	1 379
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	1 481	1 068	331	82	1 557
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	2 839	1 328	878	633	2 936

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 1 358 millions d'euros 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 des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Autres engagements liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation concernent principalement EDF et sont relatifs à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

44.2.1.3 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 ;
- 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 ;
- Au Royaume-Uni, EDF s'est engagée 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 2013, l'engagement résiduel porte sur un volume de 4,9 TWh ;
- EDF reste engagée à livrer les volumes résiduels d'environ 12 TWh d'ici mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dit VPP ou « Virtual Power Plant » qui ont pris fin en 2011.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	Échéances			31/12/2012
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	24	10	14	-	17

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2013.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013	Échéances			31/12/2012
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	130	20	109	1	129

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2013.

➤ 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. La sentence devrait être rendue au cours du premier semestre 2014.

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.

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

45.3 Contrôles fiscaux

EDF

EDF a fait l'objet de vérifications de comptabilité portant sur les exercices 2004 à 2010. Des propositions de rectification relatives à ces exercices ont été reçues par la Société. EDF conteste la majeure partie de ces propositions.

Un des principaux 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. A fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE. Par ailleurs, cette filiale a aussi obtenu un jugement favorable auprès du Tribunal Administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration 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.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 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 – contentieux avec des producteurs photovoltaïques

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

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

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

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

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

45.6 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.

Dans son jugement du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros. L'actionnaire principal (Sol Holding) ainsi que les anciens dirigeants ont été condamnés à contribuer à hauteur de respectivement 200 000 et 110 000 euros.

Le liquidateur judiciaire a fait appel du jugement.

➤ Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)

ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

31/12/2013	31/12/2012
3 619	241
2 289	49

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent à la participation du Groupe dans Dalkia International (voir note 3.5).

➤ Note 47 Contribution des coentreprises

La part des coentreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
CENG	49,99 %	433	4 140	79	1 730	585	188
Dalkia	50,00 %	-	-	-	-	1 801	175
Autres		747	877	732	457	952	140
TOTAL		1 180	5 017	811	2 187	3 338	503

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs de Dalkia International sont présentés au niveau des actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 46).

Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
CENG	49,99 %	458	4 537	104	1 789	552	155
Dalkia International	50,00 %	1 490	2 589	1 701	710	2 439	195
Autres		1 056	1 373	258	503	1 050	312
TOTAL		3 004	8 499	2 063	3 002	4 041	662

➤ 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 5 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. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les 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 en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs réels engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés. Cette nouvelle allocation se traduit par la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs réels géré par EDF Invest, créé en 2013 suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et le private equity. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

48.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

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 placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligation dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les 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 actuellement en exploitation.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient 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 doivent être pris en considération.

Compte-tenu de ces éléments, le Groupe 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, le Groupe 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 et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe 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 Actifs réels (EDF Invest)

Les actifs réels gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures et de parts de FCPR.

Au 31 décembre 2013, les actifs d'infrastructure incluent 50 % de la participation du Groupe dans RTE et depuis septembre 2013, les titres de la société C31, holding détenant la participation du Groupe dans TIGF.

La valeur des titres RTE affectée aux actifs dédiés est de 2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013 (2 409 millions d'euros au 31 décembre 2012). 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.

Les autres actifs du portefeuille d'actifs réels sont des parts de FCPR.

48.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

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

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31/12/2013	31/12/2012
Actions		7 904	7 328
Titres de dettes		5 147	6 937
Portefeuille trésorerie		790	953
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	13 841	15 218
Dérivés	Juste valeur des dérivés	10	13
Autres éléments		4	2
Placements diversifiés actions et obligations		13 855	15 233
Créance de CSPE	Prêts et créances financières	5 051	-
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(2)	-
Créance de CSPE après dérivés		5 049	-
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe) ⁽¹⁾	Participations dans les entreprises associées	2 567	2 409
Autres actifs non cotés	Actifs financiers disponibles à la vente	266	-
Actifs réels (EDF Invest)		2 833	2 409
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		21 737	17 642

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

48.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2013

Suite à l'affectation de la créance de CSPE aux actifs dédiés en 2013, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme est atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi Nome).

La dotation totale au titre de l'année 2013 s'élève à 2 591 millions d'euros, résultant de 20 millions d'euros de dotation de trésorerie et de l'affectation de la créance CSPE (4 978 millions d'euros après revalorisation de la CRE et en incluant le coupon couru) nette des retraits effectués sur l'exercice (2 407 millions d'euros).

Les actifs réels intègrent depuis septembre 2013 les titres de la société C31, holding détenant la participation de 20 % du Groupe dans TIGF.

Des retraits pour un montant de 326 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2013 (350 millions d'euros en 2012).

Compte tenu des évolutions économiques et institutionnelles observées en Europe, le Groupe a renforcé au cours de l'année le poids des obligations souveraines italiennes et espagnoles au détriment d'autres obligations souveraines au rendement moins attractif.

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2013.

Sur l'année 2013, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 714 millions d'euros (260 millions d'euros en 2012).

Au 31 décembre 2013, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 839 millions d'euros avant impôt (1 221 millions d'euros au 31 décembre 2012).

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)	31/12/2013	31/12/2012
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	7 113
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 024	12 578
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	454	434
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	21 020	20 125

➤ 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	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Chiffres d'affaires	-	-	638	738	867	917	1 505	1 655
Achats d'énergie	71	118	3 858	3 739	2 051	1 827	5 980	5 684
Achats externes	2	29	6	11	1 197	1 093	1 205	1 133
Actifs financiers	1	48	670	1 176	84	181	755	1 405
Autres actifs	1	12	565	607	639	608	1 205	1 227
Passifs financiers	536	486	-	-	-	-	536	486
Autres passifs	16	13	1 209	1 253	1 509	1 212	2 734	2 478

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 84,49 % du capital d'EDF au 31 décembre 2013. 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 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.

49.2.2 Relations avec GDF Suez

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1er janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF Suez, au 1er 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 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 » (contrat ATR) 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 ». Le 28 décembre 2012, EDF et AREVA ont conclu un accord transitoire au contrat ATR 2008-2012 pour l'année 2013. Les opérations de transport, de traitement du combustible usé, d'oxydation-entreposage de l'URT et de fabrication de MOX ont pu être assurées dans ce cadre en 2013 dans l'attente de la signature du contrat d'application 2013-2017. Par ailleurs, le 7 novembre 2013, un accord a été signé par EDF et AREVA sur le bilan des investissements 2008-2012 et le traitement anticipé de combustible usé.

EDF et AREVA MINES ont également signé le 31 juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

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 ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en plusieurs contrats (un par composante) en cours de signature.

Enfin, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.3.

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 2013 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 10 millions d'euros en 2013 (12,5 millions d'euros en 2012). 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 2013 s'explique notamment par l'effet du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 qui plafonne à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général avec un effet en année pleine sur 2013, et par le départ en retraite en 2012 de certains membres du Comité Exécutif.

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 est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période de 2013 à 2020 est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

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, EDF Polska, EC Wybrzeze, EDF Luminus et ESTAG.

En 2013, le Groupe a restitué 72 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012. En 2012, le Groupe avait restitué 69 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2011.

Pour l'année 2013, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 10 millions de tonnes. Pour l'année 2012, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 72 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2013, le volume des émissions s'élève à 66 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 356 millions d'euros et couvre l'insuffisance de droits d'émission au 31 décembre 2013 (152 millions d'euros au 31 décembre 2012).

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. A l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. A défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

La deuxième période qui s'est ouverte le 1er janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014 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 2010-2013. 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

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni, Italie et en Belgique (voir note 1.3.27.2).

Au 31 décembre 2013, une provision de 517 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

➤ Note 51 Événements postérieurs à la clôture

51.1 Opérations financières

51.1.1 Émissions obligataires senior

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Ces émissions permettent au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

51.1.2 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement inauguré en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

51.1.3 Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée

Le 29 janvier 2014, une rémunération de 223 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

➤ Note 52 Périmètre de consolidation

52.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2013

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Activité
FRANCE				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100,00	100,00	D
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)		100,00	100,00	P
ROYAUME-UNI				
EDF Energy Plc (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd		100,00	100,00	A
ITALIE				
Edison SpA (Edison)		97,40	97,40	P, D, A
Transalpina di Energia SRL (TdE)		100,00	100,00	A
MNTC Holding SRL ⁽¹⁾		-	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA		100,00	100,00	A
Fenice Qualita' Per L'Ambiente SpA (Fenice)		100,00	100,00	P, A
AUTRE INTERNATIONAL				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	63,53	63,53	P
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	90,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd	Chine	100,00	100,00	P
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
Budapesti Erömu ZRt (BERT)	Hongrie	95,62	95,62	P
EDF DÉMÁSZ Zrt.	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Kraków S.A. ⁽²⁾	Pologne	-	94,31	P
EDF Wybrzeze S.A.	Pologne	99,87	99,77	P
EDF Polska Cuw ⁽²⁾	Pologne	-	100,00	A
EDF Polska Centrala Spolka Z Ograniczona Odpowiedzialnoscia ⁽²⁾	Pologne	-	100,00	A
EDF Paliwa Sp. z o.o. (Energokrak)	Pologne	96,93	90,59	A
EDF Rybnik S.A. (ERSA) ⁽²⁾	Pologne	-	97,32	P
EDF Polska S.A. ⁽²⁾	Pologne	96,51	-	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,38	48,99	P, D
Elektrociepownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	48,59	48,21	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

(1) Après transfert des titres Edison détenus par MNTC à Wagram 4, la société MNTC a été liquidée sur l'exercice 2013.

(2) En 2013, les sociétés EDF Polska Cuw, EDF Polska Centrala, EDF Kraków et ERSA ont fusionné pour former une nouvelle entité EDF Polska S.A.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Activité
AUTRES ACTIVITÉS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Cie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Électricité de Strasbourg	France	88,64	88,64	D
TIRU SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,00	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Limited	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK LTD	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd	Irlande	100,00	100,00	A
Océane Ré	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

52.2 Sociétés consolidées par intégration proportionnelle au 31 décembre 2013

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Activité
AUTRE INTERNATIONAL				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	25,00	25,00	P, A
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE)	Slovaquie	-	49,00	P, D
AUTRES ACTIVITÉS				
Dalkia International ⁽¹⁾	France	-	50,00	A
Dalkia Investissement	France	67,00	67,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	95,51	94,80	A
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschat GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

(1) Suite au projet d'accord entre EDF et Veolia Environnement et en application de la norme IFRS 5, Dalkia International est considérée comme étant exclue du périmètre de consolidation au 31 décembre 2013. Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans Dalkia International reste cependant de 50 % à cette date.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

52.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2013

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Activité
FRANCE				
RTE Réseau de Transport d'Électricité		100,00	100,00	T
AUTRE INTERNATIONAL				
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd	Chine	30,00	30,00	P
Nam Theun 2 Power Company	Laos	40,00	40,00	P
ALPIQ	Suisse	25,00	25,00	P, D, A, T
AUTRES ACTIVITÉS				
Dalkia Holding	France	34,00	34,00	A
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A
Southstream Transport BV	Pays-Bas	15,00	15,00	T

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

52.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2013

Au 31 décembre 2013, le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2013
Edison SpA	97,40	99,48
EDF Wybrzeze S.A.	99,87	99,77
EDF Polska S.A.	96,51	97,36
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,38	50,00
Elektrociepownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48,59	98,40
EDF Paliwa Sp. z o.o.	96,93	100,00
Dalkia International	50,00	24,14
Dalkia Investissement	67,00	50,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	95,51	50,00

2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2013

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 2013 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Electricité de France S.A. (« 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 notes 1.2.1 et 2, et relatif à l'application au 1^{er} janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée « Avantages du personnel » ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29. 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

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 2013.

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. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière et de volatilité des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation sur l'exercice de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (notes 3.4, 15.3 et 36.3) ;
- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés et aux pertes de valeurs enregistrées (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 12 février 2014

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Alain Pons



Patrick E. Suissa

3 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice 2013 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(En milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 781	27,8	3 637	29,9
Filiales intégrées globalement	6 354	46,7	6 171	50,8
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	623	4,6	1 579	13,0
Filiales intégrées globalement	66	0,5	196	1,6
Sous-total	10 824	79,6	11 583	95,3
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 314	9,7	166	1,4
Autres	1 458	10,7	401	3,3
Sous-total	2 772	20,4	567	4,7
TOTAL	13 596	100,0	12 150	100,0

Rappel des informations relatives à l'exercice 2012

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires relatifs à l'exercice 2012 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(En milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 925	27,6	3 654	30,4
Filiales intégrées globalement	6 409	45,0	5 128	42,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	680	4,8	1 734	14,4
Filiales intégrées globalement	180	1,3	166	1,4
Sous-total	11 194	78,7	10 682	88,9
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 649	11,6	250	2,1
Autres	1 382	9,7	1 084	9,0
Sous-total	3 031	21,3	1 334	11,1
TOTAL	14 225	100,0	12 016	100,0

4 Politique de distribution de dividendes

4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Date de versement du dividende
2010	1 848 866 662	1,15	2 122 291 972,68 ⁽²⁾	6 juin 2011
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20 ⁽³⁾	6 juin 2012
2012	1 848 866 662	1,25	2 308 912 900,34 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	8 juillet 2013

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Dont 1 053 574 334,82 euros versés le 17 décembre 2010 à titre d'acompte sur le dividende 2010.

(3) Dont 1 053 169 658,76 euros versés le 16 décembre 2011 à titre d'acompte sur le dividende 2011.

(4) Dont 1 052 601 974,10 euros versés le 17 décembre 2012 à titre d'acompte sur le dividende 2012.

(5) Dont 170 358 213,74 euros payés en actions nouvelles le 8 juillet 2013.

Le 26 novembre 2013, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2013, payable en numéraire, de 0,57 euro par action. Le montant total de l'acompte mis en paiement le 17 décembre 2013 s'est élevé à 1 059 290 112,42 euros, déduction faite des actions autodétenues.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 12 février 2014, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 le versement d'un dividende de 1,25 euro par action au titre de l'exercice 2013. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé en décembre 2013, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,68 euro.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 6 juin 2014. La date de détachement est le 3 juin 2013.

4.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré sera versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins 2 ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social. Le premier dividende majoré sera, conformément à la loi, attribué en 2014 pour le dividende qui sera distribué au titre de l'exercice 2013.

4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

5 Procédures judiciaires et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives. Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure administrative, judiciaire ou d'arbitrage, y compris en suspens ou dont elle serait menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

5.1 Procédures concernant EDF

Réseau d'alimentation général (« RAG »)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu,

le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009. Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête et va donc réexaminer la question de la qualification d'aide d'État en appliquant les critères établis par les juridictions européennes. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne. Elle ne préjuge pas de la décision finale qui sera adoptée par la Commission européenne.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés, principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF a fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2013, de 607 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Depuis juin 2004, EDF a décidé de ne plus faire appel, à l'encontre des agents, des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociale (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur.

À fin décembre 2013, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 24,9 millions d'euros environ.

Au 31 décembre 2013, une provision de 30 millions d'euros est comptabilisée dans les comptes d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

Solaire Direct

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

Le Conseil de la concurrence s'est réuni le 26 novembre 2008 pour examiner la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires. EDF a proposé des engagements afin de répondre aux préoccupations de concurrence énoncées par le Conseil de la concurrence. Ces engagements ont été mis en ligne sur le site internet du Conseil, dans le cadre d'une procédure de *market test*, afin que les entreprises intéressées puissent faire connaître leur avis.

Début 2009, l'Autorité de la concurrence a décidé d'écarter la proposition d'engagements et de prononcer des mesures conservatoires relatives aux modalités de commercialisation des offres globales photovoltaïques par EDF ENR et de procéder à l'instruction au fond de la saisine de Solaire Direct, ce qui ne préjuge en rien le résultat de la procédure. À ce stade de l'instruction, l'Autorité estimait que les moyens de communication utilisés par EDF entretenaient une confusion entre, d'une part, le rôle d'EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et, d'autre part, l'activité concurrentielle de sa filiale. Dans une décision du 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence a ainsi enjoint à EDF (i) de supprimer dans tous les supports

de communication de la marque Bleu Ciel® d'EDF toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque, (ii) de faire cesser, par les agents répondant au 39 29 (numéro dédié réservé aux particuliers et aux clients d'EDF), toute référence aux services offerts par EDF ENR, (iii) de mettre fin à toute communication à EDF ENR d'informations recueillies par le 39 29, cette injonction visant non seulement la prise de rendez-vous, mais aussi la transmission de renseignements sur les personnes intéressées par la production d'énergie photovoltaïque, et enfin (iv) de ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. EDF s'est conformé à ces injonctions dans les délais fixés par l'Autorité de la concurrence.

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

SUN'R

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

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

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

EVASOL

Le 26 juillet 2013, le liquidateur de la société Evasol, acteur du secteur des économies d'énergie, a assigné les sociétés EDF SA, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Lyon.

L'assignation fait état de diverses violations du droit de la concurrence par ces sociétés dans le secteur du photovoltaïque en France qui seraient la cause directe de la liquidation de la société Evasol.

L'assignation formule une demande de dommages et intérêts de 33 010 200 euros, correspondant à l'état de créances de la société (13 010 200 euros) et à la valeur de son fonds de commerce (20 000 000 euros).

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait avoir un effet négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si sa résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

EDF a fait l'objet de vérifications de comptabilité portant sur les exercices 2004 à 2010. Des propositions de rectification relatives à ces exercices ont été reçues par la Société. EDF conteste la majeure partie de ces propositions.

Un des principaux 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. À fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE. Par ailleurs, cette filiale a aussi obtenu un jugement favorable auprès du Tribunal administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments, diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux, et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration 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.

Greenpeace

Une information judiciaire a été ouverte en février 2009 au Tribunal correctionnel de Nanterre sous la qualification de « complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données » à la suite de déclarations d'un informaticien d'une société tierce, qui prétendait avoir procédé à l'intrusion informatique de l'ordinateur de M. Yannick Jadot, ancien porte-parole de Greenpeace, courant 2006, à la demande d'un salarié d'EDF. Le salarié visé et son supérieur hiérarchique ont été mis en examen respectivement les 24 mars et 10 juin 2009 et ont fait l'objet d'une mutation d'office à titre de sanction disciplinaire. EDF a été mis en examen le 26 août 2009. Par un jugement rendu le 10 novembre 2011, EDF et les deux salariés avaient été condamnés par le Tribunal de Nanterre.

Par un arrêt rendu le 6 février 2013, la Cour d'Appel de Versailles a relaxé EDF et le supérieur hiérarchique pour les faits reprochés. S'agissant de l'autre salarié, la Cour d'Appel a confirmé le jugement sur la culpabilité et l'a condamné à une peine de 6 mois d'emprisonnement. Le salarié, Greenpeace et Monsieur Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation. Le 29 novembre 2013, la Cour de cassation a constaté le déistement de Greenpeace.

Fessenheim

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

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

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

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

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

Vent de colère

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

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

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

L'instruction a repris devant le Conseil d'État, qui statuera alors définitivement sur le recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne.

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 trois mois. Un arrêté du 4 mars 2011 a fixé les nouvelles conditions d'achat applicables à l'issue de ce moratoire. Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs ont intenté des procédures visant à obtenir le bénéfice du tarif le plus favorable résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006 ou à échapper à la suspension.

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

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

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

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. Cette requête a été rejetée par le Conseil d'État par décision en date du 24 mars 2014.

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 un recours en cassation devant le Conseil d'État. Par une décision du 24 mars 2014, le Conseil d'État faisant droit à la requête d'EDF, a annulé l'arrêt attaqué et renvoyé l'affaire devant la Cour administrative d'appel de Lyon.

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

La société Roozen a demandé en référé la suspension du PLU. Le juge des référés du Tribunal administratif de Lyon a, par ordonnance du 16 janvier 2013, rejeté cette demande pour défaut d'urgence.

Le 17 décembre 2012, la société Roozen a introduit un recours au fond contre le PLU révisé, de même que l'association SDN et la République et Canton de Genève les 3 et 5 avril 2013. Pour ces trois requêtes, l'audience est fixée au 8 avril 2014.

Le 21 août 2013, après clôture de l'enquête publique et avis favorable sans réserve de la commission d'enquête, le préfet de l'Ain a délivré un nouveau permis de construire.

Le 22 octobre 2013, la société Roozen a formé un recours contre le deuxième permis de construire délivré par le préfet de l'Ain. La République et Canton de Genève ainsi qu'un particulier ont introduit un recours contre ce permis de construire devant le Tribunal administratif de Lyon le 20 décembre 2013.

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 trois réacteurs. Cette décision a été homologuée par un arrêté des Ministres chargés de la sûreté nucléaire du 15 septembre 2010.

Une association locale, le CRILAN, a saisi le Tribunal administratif de Caen le 23 mars 2011 pour demander l'annulation de cet arrêté.

Le Président du Tribunal administratif de Caen a, par une ordonnance du 20 juillet 2012, renvoyé l'affaire devant le Conseil d'État. Le Tribunal a estimé que la requête du CRILAN ne portait pas sur l'arrêté ministériel d'homologation mais bien sur la décision de l'ASN du 7 juillet 2010. Or, aux termes de l'article R. 351-2 du Code de justice administrative, le Conseil d'État est compétent pour les recours contre les décisions de l'ASN. EDF et l'État ont transmis leurs mémoires en défense.

L'ASN a déposé son mémoire en défense concluant au rejet de la requête.

Brennilis

À la suite de l'obtention par EDF de l'autorisation, par décret du 27 juillet 2011, de procéder aux opérations de démantèlement partiel de l'installation nucléaire de Brennilis, installation d'entreposage de matériels de la centrale nucléaire des Monts-d'Arrée, plusieurs associations ont introduit un recours contre ce décret devant le Conseil d'État le 28 septembre 2011. Par ailleurs, le 16 janvier 2013, les mêmes associations ont déposé une requête en référé devant le Conseil d'État demandant la suspension immédiate de l'exécution du décret. Par ordonnance en date du 6 février 2013, le Conseil d'État a rejeté la demande de suspension et a également, dans un arrêt en date du 1^{er} mars 2013, rejeté la requête demandant l'annulation dudit décret.

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

Le 2 août 2012, EDF a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par l'un de ses fournisseurs de gaz. Ce fournisseur conteste la résiliation par EDF d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel d'une durée de quatre ans dont il restait une année à courir, et quantifie sa demande à cent millions d'euros. EDF considère que les conditions lui permettant de mettre fin au contrat étaient réunies et estime donc sans fondement le montant revendiqué par la partie demanderesse. Le tribunal arbitral, constitué en janvier 2013, a suspendu la procédure en mars 2014 sur demande des parties, le fournisseur ayant proposé à EDF d'engager des discussions afin d'essayer de parvenir à un règlement commercial global mettant fin au litige. Les parties se réservent néanmoins le droit, à tout moment, de réactiver la procédure d'arbitrage.

Superphénix

À la suite de la décision de l'État d'abandonner le projet de construction du réacteur nucléaire Superphénix, AREVA NC considère qu'EDF doit prendre en charge, d'une part, des prestations préparatoires à la construction du cœur 3 et, d'autre part, le coût de traitement des déchets de fabrication des cœurs 1 et 2 en vue d'en récupérer le plutonium excédentaire. Faute d'accord amiable entre les sociétés, AREVA NC a décidé d'assigner EDF le 19 juin 2013 afin de le voir condamné à payer une somme à parfaire de 148 millions d'euros (aux conditions économiques initiales). L'audience devant le Tribunal de commerce de Paris est prévue le 5 mai 2014. Au regard des conclusions déposées par AREVA, EDF reste raisonnablement confiant quant au caractère infondé des réclamations d'AREVA dans ce dossier.

Bugey 2 et 4

À la suite du troisième réexamen de sûreté des réacteurs n° 2 et 4 du site de Bugey en vue de poursuivre l'exploitation pendant dix années, l'ASN a adopté des décisions fixant les prescriptions techniques complémentaires en 2012 (réacteur n° 2) et 2013 (réacteur n° 4). Ces prescriptions s'ajoutent à d'autres prescriptions techniques, également applicables aux réacteurs n° 2 et 4, adoptées par l'ASN le 26 juin 2012 à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté menées à la suite de l'accident de Fukushima.

En décembre 2013, la République et le Canton de Genève ont introduit devant le Conseil d'État deux requêtes visant à l'annulation de ces décisions.

5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

RTE

Transfert des lignes haute tension remises en dotation à la SNCF

La loi du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE des ouvrages électriques haute tension de transport de la SNCF, une commission *ad hoc* a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau haute tension estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'État contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur. Dans l'attente de la décision du Conseil d'État, la SNCF a transféré les ouvrages électriques à RTE, et la vente a été conclue le 26 mai 2010 pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE, à titre d'acompte.

Litiges en matière fiscale

RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005 à 2011. Le principal chef de redressement est relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP ») qui demeure contestée par le Groupe. À fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables à la société sur le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. Par ailleurs, elle a aussi obtenu un jugement favorable sur ce sujet auprès du Tribunal administratif de Montreuil.

ERDF

Litiges en matière fiscale

EDF a reçu fin 2009 une proposition de rectification à l'issue d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006 incluant la quote-part liée à la distribution, filialisée depuis. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

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

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

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

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF sur les mois de novembre et décembre 2011, qui s'est poursuivi tout au long de l'exercice 2012, à un rythme toutefois moins soutenu. De nouvelles assignations ont également été reçues en 2013 et début 2014. 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.

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

Recours contre la décision tarifaire TURPE 3

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour la période 2010-2013.

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

Afin de tenir compte de la décision du Conseil d'État, un TURPE dit « 3 bis » a été décidé par l'État après proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour couvrir, rétroactivement, la période courant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. L'entrée en vigueur du TURPE 4 ayant ensuite été repoussée au 1^{er} janvier 2014, un TURPE dit « 3 ter » a été établi pour couvrir la période du 31 juillet 2013 au 31 décembre 2013. Enfin, par une délibération du 13 novembre 2013, la CRE a pris une délibération portant projet de décision relative au TURPE 4. Cette délibération a été publiée au *Journal officiel* le 20 décembre 2013. Cette décision fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'État à l'initiative de la société Direct Energie.

EDF International

Litiges en matière fiscale

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 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.

Arbitrage CCI - SOROOF vs EDFI

EDF a mis en place un partenariat avec SOROOF International (« SOROOF ») dès 2010, afin de pénétrer le marché saoudien et développer son activité dans le domaine du thermique. EDF Saudi Arabia (« EDF KSA »), société de droit saoudien détenue à 85 % par EDF International (« EDFI ») et SOROOF a été constituée le 8 mars 2011 pour une durée de 3 ans.

À ce jour, EDF n'est pas parvenue à développer des projets lui permettant de se positionner sur le marché saoudien. Or, SOROOF attendait de ce partenariat un revenu et se prévaut aujourd'hui d'un manque à gagner.

SOROOF a déposé une requête en arbitrage auprès de la Chambre de commerce internationale de Paris (« CCI ») contre EDF International (« EDFI ») le 30 septembre 2013. SOROOF se fonde sur une prétendue violation des obligations contractuelles d'EDFI et demande (i) réparation de préjudices financiers subis, (ii) réparation du préjudice moral (atteinte à l'image et à la réputation du prince Bander, dommages non chiffrés), ainsi que (iii) la prise en charge des frais d'arbitrage par EDFI.

EDFI a répondu à la demande d'arbitrage le 5 novembre 2013. Dans sa réponse, EDFI conteste les allégations de SOROOF et se fonde sur les manquements contractuels de SOROOF pour formuler une demande reconventionnelle dans laquelle il est demandé que le Tribunal condamne SOROOF à payer 15 millions de dollars américains couvrant (i) les montants engagés par EDFI dans ce partenariat et (ii) l'atteinte à l'image d'EDF.

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

Dans son jugement du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros. L'actionnaire principal (Sol Holding) ainsi que les anciens dirigeants ont été condamnés respectivement à contribuer à hauteur de 200 000 et 110 000 euros. Le liquidateur judiciaire a fait appel du jugement.

SOCODEI

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

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

judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état. Par décision n° 2014-DC-0391 du 14 janvier 2014, l'ASN a fixé de nouvelles prescriptions techniques. Ainsi, conformément à cette décision et en vue d'obtenir l'autorisation de redémarrage du four de fusion, SOCODEI devra adresser à l'ASN un dossier détaillé présentant les dispositions de nature technique, sociale, organisationnelle et humaine qu'elle aura retenues afin de satisfaire aux prescriptions nouvellement définies.

Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (« ACEA »), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des Ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées « Gencos ») alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (*segnalazione*) dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A SA, Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A SA, d'obliger EDF et A2A SA à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a d'autre part indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Enesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

Enesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011.

Le 19 septembre 2013, le Tribunal civil de Rome a rendu un jugement favorable à EDF, rejetant toutes les demandes d'ACEA. Le Tribunal exclut toute responsabilité concurrentielle ou délictuelle d'EDF, puisque tous les actes accomplis par EDF ont été préalablement autorisés par les organes de contrôle compétents et qu'aucune violation de norme ne peut lui être reprochée. ACEA dispose d'un délai de 1 an et 45 jours pour faire appel.

Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont SpA, cédé en 2002 à Solvay Solexis SpA, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009. La procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement de l'eau ou de substances alimentaires se poursuit et a fait, le 18 avril 2013, l'objet d'un renvoi, par le juge compétent, des anciens directeurs de Montedison devant la Cour d'assises de Chieti. Le 2 mai 2013, un recours a été formé devant la Cour de cassation contre la décision du juge. Ce recours a été rejeté par un arrêt du 5 janvier 2014.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des Ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011, et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État.

Procédure du procureur de la République d'Alessandria

Le procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs d'Ausimont SpA (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site. L'enquête a été clôturée le 16 janvier 2012.

Le juge compétent a décidé, le 16 janvier 2012, le renvoi devant la Cour d'assises d'Alessandria de certains ex-dirigeants de Montedison pour des comportements pouvant être constitutifs de délits environnementaux et en matière de sécurité publique.

Le procès devant la cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012 et se trouve actuellement dans la phase de l'audience préliminaire.

Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement).

Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal administratif régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE),

à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A. La date d'audience devant le Tribunal n'a pas été fixée pour le moment. Toute décision éventuelle peut faire l'objet d'un recours devant le Conseil d'État italien.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

Actions initiées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison, ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotona, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

BE ZRt

À la suite d'une enquête fondée sur les règles européennes relatives aux aides d'État, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008, exigeant du gouvernement hongrois la résiliation des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1^{er} mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009. BE ZRt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (« TUE ») le 4 mai 2009.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne, et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008 une loi résiliant les PPA sans indemnisation au 31 décembre 2008. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'État versées, et BE ZRt n'a eu en conséquence aucune aide d'État illicite à rembourser.

Par un arrêt du 13 février 2012, le TUE a rejeté le recours en annulation déposé par BE ZRt contre la décision. Toutefois, dans la mesure où BE ZRt ne se trouve plus tenue de rembourser des aides d'État, et en raison de l'absence d'impact direct sur l'arbitrage en cours (voir ci-après), BE ZRt n'a pas fait d'appel de cette décision.

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE ZRt a négocié un contrat commercial d'une durée de 8 ans avec MVM, acheteur unique hongrois détenu par l'État, pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen¹ » pour la vente de la seconde moitié de sa production qui devait couvrir une période allant jusqu'en 2013. Cependant, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. La procédure d'arbitrage a été suspendue jusqu'au 1^{er} octobre 2011, à la suite de plusieurs accords successifs, et a été reprise à cette date. EDF International a déposé, le 30 décembre 2011, auprès de la Cour permanente d'arbitrage de La Haye, un mémoire en demande en vue d'une indemnisation pour la perte des PPA. Le préjudice lié aux prix de la chaleur en 2011 a été introduit dans ce mémoire à titre conservatoire. Le 2 novembre 2012 la Hongrie a déposé son mémoire en défense, à la fois sur le fond et pour contester la compétence du Tribunal.

La Commission européenne a déposé son mémoire en mai 2013, où elle conteste essentiellement la compétence du Tribunal. Dans son mémoire en réponse, déposé le 1^{er} juillet 2013, EDF International a réévalué le dommage à environ 290 millions d'euros en prenant en compte l'effet du décret « chaleur », qui limite désormais le profit global de BE ZRt. Par ailleurs, une demande subsidiaire a été formulée par EDF International pour le remboursement des coûts échoués à environ 300 millions d'euros. La Hongrie a répondu par un mémoire en duplique le 25 octobre 2013.

Les audiences ont eu lieu à La Haye du 3 au 6 décembre 2013 ; la sentence arbitrale est attendue en 2014, vraisemblablement au cours du deuxième semestre. À la suite des audiences, le Tribunal a demandé aux parties de produire simultanément deux mémoires après audience : le premier le

28 février et le deuxième le 28 mars 2014. La sentence arbitrale est attendue au cours du deuxième semestre 2014.

EnBW

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

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

La procédure d'arbitrage est en cours. Les premiers mémoires en demande de Neckarpri et en défense d'EDF ont été échangés, y compris la demande reconventionnelle d'EDF en dommage et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive. La sentence devrait être rendue, après un échange supplémentaire de mémoires entre les parties, en fin d'année 2014 ou en début d'année 2015.

5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2013

Néant.

6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2013 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 pour les événements intervenus avant le 12 février

2014, date d'arrêt des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 12 février 2014, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.

1. Décret définissant les modalités, dont les tarifs, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux	121
Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes, désignés organismes tiers indépendants, sur les informations sociales, environnementales et sociétales figurant dans le rapport de gestion	127
Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013	131
Périmètre de <i>reporting</i>	131
Précisions sur les données environnementales	131
Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée	131
Précisions sur les émissions dans l'air	131
Précisions sur les déchets conventionnels	131
Précisions sur les déchets nucléaires	132
Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables	132
Précisions sur les dépenses environnementales	132
Précisions sur les données sociales	132
Précision sur le calcul des effectifs et mouvements	132
Précision sur le calcul de l'absentéisme	133
Précision sur les indicateurs d'accidentologie	133
Précision sur les indicateurs de formation	133

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux

Indicateurs économiques

	Unité	Périmètre ⁽¹⁾						
		2013	2012	2011	2013	2012	2011	Réf. GRI ⁽²⁾
Indicateurs économiques								
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	M€	22 150	20 979	19 843	2	2	2	
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	M€	20 547	19 525	18 830	2	2	2	
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement	k€	8,1	6,9	0	1	1	1	
Management								
Dépenses de protection de l'environnement	M€	2 924	3 465	2 800	1	1	1	EN 30
<i>dont dotations aux provisions</i>		1 901	2 465	1 765				
Management de l'environnement (% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001)	%	95 ⁽³⁾	98 ⁽³⁾	79	2	2	2	

(1) Périmètre 1 : EDF

Périmètre 2 : Groupe EDF.

(2) GRI : Global Reporting Initiative, version 3.

(3) Incluant les sociétés non intégrées dans le certificat Groupe.

Indicateurs environnementaux

	Unité	Périmètre ⁽¹⁾						Réf. GRI
		2013	2012	2011	2013	2012	2011	
Combustibles & matières premières – consommation de combustibles								
Combustible nucléaire chargé en réacteur	t	1 205	1 096	1 205	1	1	1	EN 1
Charbon	kt	25 314	24 277	21 024	2	2	2	EN 1
Fioul lourd	kt	885	1 098	1 170	2	2	2	EN 1
Fioul domestique	kt	329	317	402	2	2	2	EN 1
Gaz naturel	10 ⁶ m ³	8 842	9 290	6 859	2	2	2	EN 1
Gaz industriel	10 ⁶ m ³	797	842	3 555	2	2	2	EN 1
Eau⁽²⁾ – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise								
Eau de refroidissement prélevée	10 ⁹ m ³	53,9	54,8	55,2	2	2	2	EN 8
<i>dont la part eau douce</i>	10 ⁹ m ³	18,3	28,0	26,8	2	2	2	EN 8
<i>dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)</i>	10 ⁹ m ³	8,4			2			
Eau de refroidissement restituée	10 ⁹ m ³	53,4	54,2	54,6	2	2	2	EN 21
<i>dont la part eau douce</i>	10 ⁹ m ³	18,0	27,5	26,3	2	2	2	EN 21
<i>dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)</i>	10 ⁹ m ³	8,4			2			
Air – émissions de gaz								
Émissions totales de CO ₂ * (inclut les installations non soumises à quotas)	Mt	80,6	79,8	70,5	2	2	2	EN 16
Émissions de SO ₂	kt	134,3	137,8	140,6	2	2	2	EN 20
Émissions de NO _x	kt	171,7	182,2	157,0	2	2	2	EN 20
Poussières	t	7 246	6 968	5 407	2	2	2	EN 20
Particules (PM ₁₀)	t	2 602	1 745	n. c.	1	1a	n. c.	G4 - EN 21
Mercuré	t	0,16	0,16	n. c.	1	1a	n. c.	G4 - EN 21
Émissions de CH ₄	kt éq. CO ₂	38,2	40,5	32,2	2	2	2	EN 16
Émissions de N ₂ O	kt éq. CO ₂	349,0	329,8	254,7	2	2	2	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF	kt éq. CO ₂	71,6	83,8	94,3	1	1	1	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF + ERDF	kt éq. CO ₂	78,9	93,3	102,8	1b	1b	1b	EN 16
Émissions de SF ₆ – Groupe	kt éq. CO ₂	95,2	109,8	n. c.	2	2	n. c.	EN 16
Déchets conventionnels⁽³⁾								
Déchets dangereux	t	68 443	64 598	60 956	2	2	2	EN 22
Déchets non dangereux	t	354 554	321 789	302 251	2	2	2	EN 22
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	t	294 378	253 412	251 908	2	2	2	EN 22
Cendres produites	kt	3 860	3 816	3 617	2	2	2	EN 22
Énergie								
Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	GWh	17 198	15 583	11 032	2	2	2	EN 6
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire								
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	7,0	6,7	6,9	1	1	1	EN 3
Consommations internes, électricité	TWh	22,1	22,5	22,8	1	1	1	EN 3

(1) Périmètre 1 : EDF

Périmètre 1a : EDF France continentale

Périmètre 1b : EDF + ERDF

Périmètre 2 : Groupe EDF

(2) En 2011 et 2012, les eaux saumâtres (ou d'estuaires) sont incluses dans les eaux douces.

(3) Activités hydrocarbures d'Edison exclues en 2011 des indicateurs de déchets.

* Donnée 2013 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.

n. c. : non communiqué.

Indicateurs nucléaires – EDF

	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau⁽¹⁾					
Carbone 14	GBq/réact.	n. d.	13,19	13,06	EN 21
Tritium	TBq/réact.	n. d.	20,47	18,07	EN 21
Rejets d'activité dans l'air⁽¹⁾					
Carbone 14	TBq/réact.	n. d.	0,18	0,17	EN 20
Tritium	TBq/réact.	n. d.	0,64	0,65	EN 20
Combustible					
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 099	1 075	1 199	EN 24
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction (TFA)	t	1 110	2 528	634	EN 24
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte	m ³ /TWh	19,0	20,7	15,6	EN 24
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue	m ³ /TWh	0,86	0,88	0,87	EN 24

(1) Les données 2013 des rejets d'activité dans l'eau et dans l'air ne sont pas disponibles à la date de publication du document.

n. d. : non disponible.

Indicateurs nucléaires – EDF Energy

	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR (<i>Advanced Gas-cooled Reactor</i>)	TBq/réact.	150	135,7	124,5	EN 21
Tritium – réacteur PWR (<i>Pressurised Water Reactor</i>)	TBq/réact.	41	44	46	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réact.	0,67	0,71	0,68	EN 20
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réact.	0,20	0,30	0,30	EN 20
Tritium – réacteur AGR	TBq/réact.	0,59	0,68	0,80	EN 20
Tritium – réacteur PWR	TBq/réact.	0,80	0,80	0,70	EN 20
Combustible					
Uranium évacué	t	177	216	211	EN 24
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m ³	655	698	608	EN 24
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m ³	178	161	161	EN 24

Indicateurs nucléaires – Constellation Energy Nuclear Group

	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium	TBq/réact.	8,34	12,91	12	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14	TBq/réact.	0,37	0,33	0,34	EN 20
Tritium	TBq/réact.	1,16	1,38	1,40	EN 20
Combustible⁽¹⁾					
Combustible nucléaire livré	t	44	46	48	EN 24
Déchets nucléaires⁽¹⁾					
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m ³	1 411	2 419	1 287	EN 24

(1) Données consolidées du pourcentage de participation de la filiale.

Indicateurs sociaux

Groupe EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2013 & répartition ⁽¹⁾					
EDF + ERDF	Nombre	109 754	107 333	103 954	LA 1
Total groupe EDF *	Nombre	158 467	159 740	156 168	LA 1
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans *	%	8	8		
Salariés de 25 à 35 ans *	%	25	23		
Salariés de 36 à 45 ans *	%	25	25		
Salariés de 46 à 55 ans *	%	32	34		
Salariés de 56 ans et plus *	%	10	10		
Répartition des salariés par zone géographique (selon siège social)					
France	Nombre	129 492	129 328		
<i>dont Dalkia</i>	<i>Nombre</i>	<i>13 056</i>	<i>15 964</i>		
Royaume-Uni	Nombre	16 190	16 178		
Italie	Nombre	5 175	5 210		
Autres pays européens	Nombre	6 114	7 503		
Autres international	Nombre	1 496	1 521		
Nombre de cadres	Nombre	42 327	40 355	37 786	LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	25,7	25,0	23,9	LA 13
Nombre de non-cadres	Nombre	116 140	119 385	118 382	LA 13
Égalité professionnelle					
Effectif hommes *	Nombre	116 928	118 512	117 023	LA 13
Effectif femmes *	Nombre	41 539	41 228	39 145	LA 13
Hommes cadres	Nombre	31 468	30 286	28 753	LA 13
Femmes cadres	Nombre	10 859	10 069	9 033	LA 13
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	10 945	12 577	12 755	LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾	Nombre	8 027	7 499	5 849	LA 2
Départs retraite/inactivité	Nombre	4 321	4 185	4 200	LA 2
Démissions ⁽²⁾	Nombre	1 768	2 355	2 761	LA 2
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	864	1 739	1 689	LA 2
Autres départs ⁽¹⁾	Nombre	8 424	9 304	9 398	LA 2
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	7 494	7 400		
Salariés à temps partiel	Nombre	12 943	14 690	15 296	LA 1
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	8,8	9,0		
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels ⁽³⁾	Nombre	4	14	13	LA 7
Taux de fréquence		3,1	3,8	3,9	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	750	921	933	LA 7
Taux de gravité		0,16	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 ».

(3) Employés du Groupe, hors sous-traitants.

En 2013 comme en 2012 et 2011, CENG ne communique pas cette information pour des raisons de confidentialité.

En 2011, la valeur collectée par Edison ne prend pas en compte leur filiale Abu Qir intégrée en cours d'année 2009.

* Donnée 2013 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.

Groupe EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	89	88	87	LA 4
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	8 636 882	7 631 618		
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation ⁽¹⁾	Nombre	134 910	131 311	118 930	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap ⁽²⁾	Nombre	4 645	4 519	4 601	LA 13

(1) En 2011 hors Estag.

(2) Cette donnée est déclarative chez EDF Energy.

En 2013 comme en 2012 et 2011, CENG ne communique pas cette information pour des raisons de confidentialité.

En 2011, la valeur collectée par Edison ne prend pas en compte leur filiale Abu Qir intégrée en cours d'année 2009.

EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2013 & répartition					
Statutaires (au 31/12/2013)	Nombre	66 561	64 838	63 002	LA 1
Non statutaires CDI	Nombre	434	433	409	LA 1
Non statutaires CDD	Nombre	4 094	3 851	3 773	LA 1
Total non statutaires	Nombre	4 528	4 284	4 182	LA 1
Effectif total	Nombre	71 088	69 122	67 184	LA 1
Nombre de cadres	Nombre	29 595	28 230	26 644	LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	26,8	26,0	25,1	LA 13
Nombre de non-cadres	Nombre	41 493	40 892	40 540	LA 13
Techniciens et agents de maîtrise	Nombre	33 410	33 084	32 871	LA 13
Agents d'exécution	Nombre	8 084	7 808	7 669	LA 13
Égalité professionnelle					
Effectif hommes	Nombre	48 991	47 852	46 938	LA 13
Effectif femmes	Nombre	22 097	21 270	20 246	LA 13
Hommes cadres	Nombre	21 650	20 884	19 944	LA 13
Femmes cadres	Nombre	7 945	7 346	6 700	LA 13
Embauches / départs					
Embauches	Nombre	4 433	4 452	4 021	LA 2
Intégration & réintégration	Nombre	249	261	251	LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾	Nombre	3 598	3 194	2 818	LA 2
Départs retraite / inactivité	Nombre	2 134	2 061	1 990	LA 2
Démissions	Nombre	109	114	123	LA 2
Licenciements, révocations, mises en inactivité d'office	Nombre	16	6	14	LA 2
Décès	Nombre	81	82	89	LA 2
Autres départs ⁽¹⁾	Nombre	3 725	3 709	3 285	LA 2
Heures supplémentaires					
Volume d'heures supplémentaires	En milliers	2 847	2 831	2 791	

(1) Les arrivées et départs des CDD saisonniers sont exclus du décompte.

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux

EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Main-d'œuvre extérieure					
Nombre moyen mensuel d'intérimaires ⁽¹⁾	Nombre	n. d.	1 837	1 187	LA 1
Organisation du temps de travail					
Salariés à temps plein	Nombre	62 990	60 612	58 157	LA 1
Salariés à temps partiel	Nombre	8 098	8 510	9 027	LA 1
Salariés en service continu	Nombre	6 917	6 882	6 808	LA 1
Absentéisme					
Absentéisme	%	3,8	3,8	3,9	LA 7
Heures maternité & congés familiaux / durée effective du travail	%	0,8	0,7	0,7	LA 7
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année à la Sécurité Sociale ⁽¹⁾		n. d.	13	11	
Accidents mortels	Nombre	0	6	8	LA 7
Taux de fréquence		2,7	3,4	3,7	LA 7
Taux de gravité		0,14	0,15	0,14	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	273	333	358	LA 7
Rémunérations – charges de personnel – intéressement					
Rémunérations mensuelles principales					
Cadres	euros	4 327	4 308	4 248	EC 1
Techniciens et agents de maîtrise	euros	2 615	2 612	2 581	EC 1
Agents d'exécution	euros	1 870	1 877	1 874	EC 1
Charges de personnel	Millions d'euros	6 366	6 113	5 784	EC 1
Montant moyen de l'intéressement par salarié	euros	1 820	1 820	1 583	EC 1
Relations professionnelles					
Nombre d'accords collectifs signés (France)	Nombre	8	8	11	HR 5
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives ⁽²⁾	%	93	94	94	LA 4
Formation					
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	62 074	58 899	55 905	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap	Nombre	1 946	1 842	1 698	LA 13
Nombre de travailleurs en situation de handicap embauchés	Nombre	110	124	94	LA 13
Œuvres sociales					
Budget des comités (montant comptabilisé au titre du 1 %)	Millions d'euros	205	196	198	

(1) La donnée 2013 n'est pas disponible à la date du présent document.

(2) Les employés d'EDF ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi mais du statut des Industries électriques et gazières.

n. d. : non disponible.

Le présent rapport porte sur les informations sociales, environnementales et sociétales figurant dans le rapport de gestion 2013 du groupe EDF approuvé par le Conseil d'administration du 12 février 2014. Ces informations (ci-après, les « Informations RSE ») sont reprises au chapitre 6.6.2 à 6.6.5, au chapitre 17 du présent document de référence, ainsi qu'en annexe E pour ce qui est de la synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et des éléments méthodologiques relatifs à ces données. Le chapitre 17 du document de référence comprend en outre un certain nombre de précisions ne figurant pas dans le rapport de gestion et ne faisant donc pas partie des Informations RSE visées dans le rapport des Commissaires aux comptes ci-dessous. Il s'agit notamment de la décomposition des effectifs par grande Direction d'EDF SA et du graphique présentant en section 17.1.1 la pyramide des âges d'EDF, ainsi que des précisions de la section 17.3 sur la politique de rémunération du groupe EDF et sur les dispositifs de protection sociale (y compris au titre du statut dont relèvent des agents des Industries électriques et gazières). Les parties 2.5.3 et 2.5.5 du rapport de gestion visées dans le rapport des Commissaires aux comptes sont reproduites dans la présente annexe E sous leur intitulé respectif.

Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes, désignés organismes tiers indépendants, sur les informations sociales, environnementales et sociétales figurant dans le rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2013

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes d'Électricité de France SA désignés organismes tiers indépendants, dont la recevabilité de la demande d'accréditation a été admise par le COFRAC, nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales présentées dans le rapport de gestion (ci-après les « Informations RSE »), établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013 en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

Responsabilité de la Société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, conformément aux référentiels utilisés (les « Référentiels ») par la Société et disponibles sur demande au siège de la Société et dont un résumé figure dans le rapport de gestion dans la partie « Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013 ».

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R. 225-105 du Code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément aux Référentiels (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE) ;

- d'exprimer, à la demande de la société, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe * dans le chapitre 2.5.3 du rapport de gestion ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément aux Référentiels.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos experts en matière de RSE. Nos travaux ont été effectués entre octobre 2013 et février 2014.

Nous avons effectué les travaux décrits ci-après conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à l'arrêté du 13 mai 2013 déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et, concernant l'avis motivé et l'attestation d'assurance raisonnable, à la norme internationale ISAE 3000¹.

Attestation de présence des Informations RSE

Nous avons pris connaissance, sur la base d'entretiens avec les responsables des Directions concernées, de l'exposé des orientations en matière de développement durable, en fonction des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité de la Société et de ses engagements sociétaux et, le cas échéant, des actions ou programmes qui en découlent.

Nous avons comparé les Informations RSE présentées dans le rapport de gestion avec la liste prévue par l'article R. 225-105-1 du Code de commerce.

En cas d'absence de certaines informations, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions de l'article R. 225-105 alinéa 3 du Code de commerce.

Nous avons vérifié que les Informations RSE couvraient le périmètre consolidé, à savoir la Société ainsi que ses filiales au sens de l'article L. 233-1 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée au paragraphe 2.5.5 du rapport de gestion.

Sur la base de ces travaux et compte tenu des limites mentionnées ci-dessus, nous attestons de la présence dans le rapport de gestion des Informations RSE requises.

1. ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical information.

Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené des entretiens que nous avons estimés nécessaires auprès d'une cinquantaine de personnes responsables de la préparation des Informations RSE au sein des Directions en charge des processus de collecte des informations et, le cas échéant, auprès des responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité, leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations et prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations RSE.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue des tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard

des caractéristiques de la Société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

Pour les informations RSE, recensées dans le tableau ci-dessous, que nous avons considérées les plus importantes :

- au niveau de l'entité consolidante, nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;
- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités et de Directions que nous avons sélectionnées¹ en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, de leur implantation et d'une analyse de risque, nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et mis en œuvre des tests de détail sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente 63 % des effectifs et entre 14 % et 100 % des informations quantitatives environnementales.

Périmètre	Indicateurs sociaux	Niveau d'assurance	
Groupe EDF	Effectif au 31/12/2013 total groupe EDF	Raisonné	
	Répartition des salariés par âge		
	Effectif hommes, effectif femmes		
	Hommes cadres		Modérée
	Femmes cadres		
	Embauches		
	Autres arrivées		
	Départs retraite/inactivité		
	Démissions		
	Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office		
	Autres départs		
	Accidents mortels (employés)		
	Accidents mortels (sous-traitant)		
	Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)		
	Taux de fréquence		
	Taux de gravité		
	Absentéisme : Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)		
	Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation		
	Nombre d'heures de formation		
	Nombre d'employés en situation de handicap		

1. CENG : Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Ginna (US) et siège de CENG (US).

EDF Énergies Nouvelles : EDF ENR Photowatt (FR).

EDF Energy : Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Sizewell (UK), Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Hinkley Point B (UK), centrale thermique de Cottam (UK), palier de consolidation de Nuclear Generation, centre RH de Crawley (UK) et siège d'EDF Energy.

EDF Polska : centrale thermique de Rybnik (PL) et siège d'EDF Polska (PL), centrale thermique ECW (PL).

EDF SA : centrale thermique de Cordemais (FR), centrale thermique de Blénod (FR), centrale thermique de Porcheville (FR), centrale thermique de La Maxe (FR) Centre Nucléaire de Production d'Électricité du Blayais (FR), Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Paluel (FR), Centre Nucléaire de Production d'Électricité du Tricastin (FR), centrale en déconstruction de Creys-Malville (FR), ARRH Île-de-France (FR), ARRH Rhône-Alpes (FR), Unité de formation production-ingénierie UFPI (FR).

Edison : centrale thermique de Torviscosa (IT).

ERDF : URE Limousin (FR), URE Est IDF (FR), URE Provence (FR), Agence Ouest (FR), Agence Auvergne (FR).

FIGLEC : centrale thermique de Figlec (CN).

Fenice : centrale de Mirafiori (IT), siège de Fenice (IT).

TIRU : Cydel Perpignan (FR).

UTE Norte Fluminense : centrale thermique d'UTE Norte Fluminense (BR).

EDF Luminus : centrale de Ringvaart (BE), siège d'EDF Luminus (BE).

Dalkia international et Investissement.

Périmètre	Indicateurs environnementaux	Niveau d'assurance
Groupe EDF	Émissions totales de CO ₂ (inclut les installations non soumises à quotas)	Raisonnaable
	Energies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	Modérée
	Emissions de SO ₂	
	Eau de refroidissement prélevée, dont la part eau douce	
	Eau de refroidissement restituée, dont la part eau douce	
	Charbon	
	Déchets dangereux	
	Déchets non dangereux	
	Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	
	Emissions de SF ₆	
	Emissions de NO _x	
EDF SA	Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte	Modérée
	Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue	
	Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction	
EDF Energy	Uranium évacué	Modérée
	Déchets radioactifs à faible activité évacués	
	Déchets radioactifs à moyenne activité générés	
CENG	Combustible nucléaire livré	Modérée
	Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	

Informations qualitatives

Thèmes sociaux	Les conditions de santé et de sécurité au travail
Thèmes environnementaux	Les moyens consacrés à la prévention des risques environnementaux et des pollutions
	L'adaptation aux conséquences du changement climatique Les mesures prises pour préserver ou développer la biodiversité
Thèmes sociétaux	L'importance de la sous-traitance et la prise en compte dans les relations avec les fournisseurs et les sous-traitants de leur responsabilité sociale et environnementale
	Les actions engagées pour prévenir la corruption

Pour les autres informations RSE consolidées, nous avons apprécié leur cohérence par rapport à notre connaissance de la Société.

Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence totale ou partielle de certaines informations.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée. Une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système

d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans les Informations RSE ne peut être totalement éliminé.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément aux Référentiels.

Attestation d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations RSE

Nature et étendue des travaux

Concernant les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe *, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans le paragraphe 2 ci-dessus pour les informations RSE considérées les plus importantes, mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente ainsi 63 % des effectifs et 51 % des informations environnementales identifiées par le signe *.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe *.

Conclusion

À notre avis, les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe * sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément aux Référentiels.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 12 février 2014

KPMG Audit

Département de KPMG S.A

Deloitte & Associés

Jacques-François Lethu

Associé

Jean-Louis Caulier

Associé

Alain Pons

Associé

Patrick E. Suissa

Associé

Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013

Périmètre de reporting

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* (indicateurs économiques, environnementaux et sociaux) correspond à l'ensemble du groupe EDF tel que défini par la consolidation financière. Plus précisément, ce périmètre englobe EDF maison mère (EDF) et les filiales intégrées de manière globale (intégration de 100 % de la valeur des indicateurs sociaux et environnementaux) ou proportionnelle (selon le pourcentage de détention). Les filiales mises en équivalence sont exclues du champ de collecte.

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* est défini sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction Financière ;
- de critères liés à la pertinence en termes d'impacts environnemental et social des activités des filiales.

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.

Concernant les données environnementales, les critères de sélection sont :

- activités industrielles (production, distribution et hydrocarbures) significatives en termes d'impacts environnementaux ;
- entités acquises depuis plus d'un an ;
- entités encore présentes dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2013.

Concernant les données sociales, les critères de sélection sont :

- sociétés dont l'effectif physique est significatif en termes de ressources humaines (supérieur à 50) ;
- sociétés acquises depuis plus de six mois.

Par conséquent, les écarts entre les périmètres de *reporting* des indicateurs sociaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs environnementaux et non par le *reporting* des indicateurs sociaux : Dalkia Investissement (France), Figlec (Chine), Sloe Centrale (Pays-Bas) ;
- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs sociaux et non par le *reporting* des indicateurs environnementaux : CHAM (France), EDF Optimal Solutions (France), EDF Paliwa (Pologne).

Compte tenu de la complexité de la collecte, le périmètre de *reporting* peut varier selon les indicateurs ; ainsi, EDF Belgium et EDF Fenice ne sont pas encore en mesure de déployer le *reporting* environnemental à l'ensemble de leurs sites opérationnels ; l'impact estimé est non significatif, et des travaux sont en cours pour renforcer l'exhaustivité du *reporting* à moyen terme.

Les principaux changements de périmètre en 2013 sont :

- déconsolidation de SSE ;
- intégration des sociétés EDF Trading et EDF PEI dans le reporting environnemental ;
- intégration de Dalkia International sur l'ensemble de l'année 2013 (arrêt des comptes financiers au 28 octobre 2013).

Précisions sur les données environnementales

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.

Cet indicateur n'est pas collecté par Dalkia, Estag et certains sites d'EDF Fenice.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions de CO₂, SO₂, N₂O, NO_x et CH₄ des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards et couvrent toutes les phases de production d'électricité, y compris les phases de démarrage et d'arrêt de tranches. Les émissions de CO₂ et CH₄ des barrages ne sont pas incluses dans le calcul de l'indicateur.

Les émissions de SF₆ du Groupe sont calculées en priorité sur la base d'un bilan de masse des bouteilles de SF₆ ou, à défaut, par un taux de fuite nominal annuel égal à 2 % du volume de SF₆ contenu dans les appareils.

Les filiales Meco, Estag et EDF Énergies Nouvelles ne collectent pas l'ensemble de leurs émissions atmosphériques. Ces exclusions sont potentiellement non significatives à l'échelle du Groupe, qui travaille à l'élargissement de son périmètre à court terme.

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, Estag, EDF Énergies Nouvelles et de certains sites opérationnels d'EDF Fenice ;
- la part des quantités de déchets industriels conventionnels valorisés au sein des filiales polonaises et 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 produits, pots de peintures...).

Concernant ERDF, le *reporting* des déchets est réalisé sur une année glissante. Les poteaux bois sont désormais inclus au *reporting*. Les poteaux béton sont exclus car l'organisation actuelle du *reporting* ne permet pas un suivi adéquat. De plus, la part des déchets valorisés d'ERDF est sous-estimée, du fait de la non-prise en compte systématique de la valorisation de la partie métallique, non polluée, de certains transformateurs. Un plan d'action est en cours pour renforcer l'exhaustivité de la collecte.

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 plusieurs années, pour obtenir la part de déchets TFA expédiés en dernier lieu au CSTFA.

En 2013, comme en 2012 et 2011, 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.

Concernant l'indicateur « Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue », le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis seront produits environ 10 ans après que les combustibles auront effectivement généré les déchets. Ainsi, 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 (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations et est une combinaison :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (« ANDRA ») ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande...) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

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 ; sont 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*.

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 ;
- à la lutte contre la pollution des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines ;
- à la préservation de la qualité de l'air et du climat ;
- à la réduction des émissions sonores ;
- à la protection de la biodiversité et du paysage ;
- à 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.

Précisions sur les données sociales

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.

Précision sur le calcul des effectifs et mouvements

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 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 sont comptabilisés dans « Autres arrivées » et « Autres départs ».

L'indicateur « Autres arrivées » publié en 2013 intègre les effectifs de filiales polonaises fusionnées en cours d'année, au sein d'EDF Polska.

Les tranches d'âge des salariés de Dalkia International 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.

Précision sur le calcul de l'absentéisme

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : 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 sont exclus. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours d'absence par salarié présent au 31/12/2013 » est la somme des absences pour maladies, décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

Précision sur les indicateurs d'accidentologie

Pour EDF et ERDF, les données relatives au nombre d'accidents survenus au cours de l'année et au nombre de jours d'arrêt pour accident du travail 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.

Le taux de fréquence n'intègre pas les accidents de trajet entre le domicile et le 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.

Précision sur les indicateurs de formation

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.

Relations investisseurs

Carine de Boissezon
Directrice Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet

<http://www.edf.com>
<http://finance.edf.com>



Société anonyme
au capital de 930 004 234 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris