RAPPORT FINANCIER 2013

2013
Rapport financier

Comptes consolidés au 31 décembre 2013 5

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 111

Comptes sociaux d'EDF SA résumés au 31 décembre 2013 113

Rapport de gestion 123

Rapport 2013 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques, et rapport des Commissaires aux comptes 225

Comptes consolidés au 31 décembre 2013

Comptes consolidés au 31 décembre 2013 **5**

Comptes de résultat consolidés 6

États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres 7

Bilans consolidés 8

Tableaux de flux de trésorerie consolidés 10

Variations des capitaux propres consolidés 11

Annexe aux comptes consolidés 12

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 **111**

(Ces comptes 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

(en millions d'euros)	Notes	2013 Part du Groupe	2013 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2013 Total	2012 [1] Part du Groupe	2012 [1] Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2012 [1] Total
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	36.2.2	***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	41.4	***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

(en millions d'euros)	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

(en millions d'euros)	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 créditeurs 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 créditeurs 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		**5 874**	**5 743**
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

(en millions d'euros)	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**
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 15
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 15
1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2013 15
1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 16
Note 2 Comparabilité des exercices 30
2.1 Changement de méthodes comptables et de présentation 30
2.2 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2012 31
2.3 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2012 31
2.4 Impact sur le bilan au 31 décembre 2012 32
2.5 Impact sur le bilan au 31 décembre 2011 33
2.6 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2012 34
Note 3 Opérations et événements majeurs 35
3.1 Opérations de financement 35
3.2 Edison 35
3.3 EDF Energy 35
3.4 Évolutions relatives à la CSPE 36
3.5 Dalkia 36
3.6 Accord avec Exelon sur CENG 36
3.7 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2012 37
Note 4 Évolutions réglementaires en France 37
4.1 Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014 37
4.2 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3 et TURPE 4) 37
4.3 Loi NOME 38
Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation 38
5.1 Cession de la participation du Groupe dans SSE 38
5.2 Fusion d'entités en Pologne 38
5.3 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2012 38
Note 6 Informations sectorielles 38
6.1 Informations par secteur opérationnel 38
6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 40

COMPTE DE RÉSULTAT 41

Note 7 Chiffre d'affaires 41
Note 8 Achats de combustible et d'énergie 41
Note 9 Autres consommations externes 41
Note 10 Charges de personnel 42
10.1 Charges de personnel 42
10.2 Effectifs moyens 42
Note 11 Impôts et taxes 42
Note 12 Autres produits et charges opérationnels 43
12.1 Subventions d'exploitation 43
12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations 43
12.3 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation 43
12.4 Autres produits et charges 43
Note 13 Pertes de valeur / reprises 44
13.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations 44
13.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur 44
Note 14 Autres produits et charges d'exploitation 47
Note 15 Résultat financier 47
15.1 Coût de l'endettement financier brut 47
15.2 Effet de l'actualisation 47
15.3 Autres produits et charges financiers 48
Note 16 Impôts sur les résultats 49
16.1 Ventilation de la charge d'impôt 49
16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 49
16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 50
16.4 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature 50
Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action 51

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES 52

Note 18 Goodwill 52
18.1 Variation des goodwill 52
18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel 52
Note 19 Autres actifs incorporels 53
Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 54
20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 54
20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 54
Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités 54
21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 54
21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours) 55
Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 55
22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 55
22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 56
22.3 Contrats de location-financement 56
Note 23 Participations dans les entreprises associées 57
23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) 57
23.2 Alpiq 57
Note 24 Stocks 58
Note 25 Clients et comptes rattachés 58
25.1 Créances échues / non échues 59
25.2 Opérations de titrisations 59

Note 26 Autres débiteurs 59

Note 27 Capitaux propres 60
27.1 Capital social 60
27.2 Actions propres 60
27.3 Distributions de dividendes 60
27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée 60

Note 28 Provisions 61

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 61
29.1 Provisions nucléaires en France 62
29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 65
29.3 Provisions nucléaires de CENG 66
29.4 Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales 67

Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires 67

Note 31 Provisions pour avantages du personnel 67
31.1 Groupe EDF 67
31.2 France 69
31.3 Royaume-Uni 73

Note 32 Autres provisions 76

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 76

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés 77

Note 35 Autres créditeurs 77
35.1 Avances et acomptes reçus 77
35.2 Dettes fiscales 77
35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme 77

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 78

Note 36 Actifs financiers courants et non courants 78
36.1 Répartition courant / non courant des actifs financiers 78
36.2 Détail des actifs financiers 78
36.3 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti 79
36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés 80

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie 80

Note 38 Passifs financiers courants et non courants 81
38.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers 81
38.2 Emprunts et dettes financières 81
38.3 Endettement financier net 84

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers 85
39.1 Juste valeur des instruments financiers 85
39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers 86

Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie 87

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 88
41.1 Couverture de juste valeur 88
41.2 Couverture de flux de trésorerie 88
41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 88
41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 89
41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières 91

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture 91
42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 92
42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 92
42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 93

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS 94

Note 43 Flux de trésorerie 94
43.1 Variation du besoin en fonds de roulement 94
43.2 Investissements incorporels et corporels 94

Note 44 Engagements hors bilan 94
44.1 Engagements donnés 94
44.2 Engagements reçus 99

Note 45 Passifs éventuels 101
45.1 Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW 101
45.2 Réseau d'alimentation général – rejet du pourvoi de la Commission européenne 101
45.3 Contrôles fiscaux 101
45.4 Litiges en matière sociale 101
45.5 ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques 101
45.6 EDF Énergies Nouvelles – Silpro 102

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 102

Note 47 Contribution des coentreprises 102

Note 48 Actifs dédiés d'EDF 103
48.1 Réglementation 103
48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 103
48.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF 104
48.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2013 104
48.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme 104

Note 49 Parties liées 105
49.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 105
49.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 105
49.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 106

Note 50 Environnement 106
50.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 106
50.2 Certificats d'économie d'énergie 106
50.3 Certificats d'énergie renouvelable 106

Note 51 Événements postérieurs à la clôture 107

Note 52 Périmètre de consolidation 108
52.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2013 108
52.2 Sociétés consolidées par intégration proportionnelle au 31 décembre 2013 109
52.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2013 110
52.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2013 110

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 1er 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 1er 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 1er 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 découverture 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 :

- FRS 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 révise 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 1er 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 1er 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 amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (UOP « *Unit Of Production method* »), 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 consolidées.

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 revente 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 financiers

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 financeront et la gestion long terme de ces fonds.

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

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

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

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes 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 usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

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 duration 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 duration 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 nette 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 1er 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 1er 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.

1.3.22.2.2 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'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

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

1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

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

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

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

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

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

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

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. 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 1er 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'arrêté.

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

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'arrêté, 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'État 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'arrêté 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 1er 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 1er 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

(en millions d'euros)	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

(en millions d'euros)	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

(en millions d'euros)	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 Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012 (y compris les coûts de portage associés), pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation s'est accompagnée d'une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions) pour un montant de 2,4 milliards d'euros. Au total, 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 déléguera 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 1er avril au 1er 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 1er 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 1er 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 1er août 2013 au 31 décembre 2013 (« TURPE 3 ter ») qui se traduit par une augmentation des tarifs de distribution de 2,1 % au 1er août 2013 par rapport à la période du 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er juillet 2014.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1er 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 Prumyslový Holding, a.s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, pour l'acquisition de sa participation minoritaire de 49 % dans Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE), le deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie.

La finalisation de la transaction 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

(en millions d'euros)	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

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	**Total**
Chiffre d'affaires externe	39 120	9 739	10 098	7 976	5 245	-	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…).

(en millions d'euros)	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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	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 :

(en millions d'euros)	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** *(en millions d'euros)*
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** *(en millions d'euros)*
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 régulatoires 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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	**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 1ER 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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	**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 :

(en millions d'euros)	**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 *(en millions d'euros)*	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 intègrent 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 *(en millions d'euros)*	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)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
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

	31/12/2013				31/12/2012
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
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 Quote-part d'intérêts dans le capital %	31/12/2013 Quote-part de capitaux propres	31/12/2013 Dont quote-part de résultat net	31/12/2012 Quote-part de capitaux propres	31/12/2012 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 :

	31/12/2013			31/12/2012		
(en millions d'euros)	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 :

(en millions d'euros)	**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

	31/12/2013			31/12/2012		
(en millions d'euros)	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 :

		31/12/2013			31/12/2012		
(en millions d'euros)	Notes	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 :

	31/12/2012	Augmentations	Diminutions		Autres mouvements	**31/12/2013**
(en millions d'euros)			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'arrêté 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 Soulaines. 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 (filière 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 Sûreté 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 duration aussi proche que possible de la duration 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	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	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	
(en millions d'euros)		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	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 usé	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 1er 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 usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes d'EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des « accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 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 usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

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

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

	31/12/2013		31/12/2012	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	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	
(en millions d'euros)	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
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 usé, d'évacuation des déchets et de déconstruction des centrales sont régies essentiellement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) ainsi que par le *Department of Energy* (*DOE*). Par ailleurs, certaines obligations relatives au transport de déchets sont régies par le *Department of Transportation.*

29.3.1 Provision pour aval du cycle

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

29.3.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

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

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

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

29.3.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

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

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

La NRC fixe des indicateurs minimums à respecter pour les actifs de couverture concernant les activités de déconstruction radiologique et demande aux propriétaires de centrales de soumettre un rapport tous les deux ans (les années impaires) pour démontrer l'adéquation de ces actifs de couverture pour chaque centrale. En cas d'insuffisance indiquée, la NRC peut exiger des mesures financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison-mère. 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

(en millions d'euros)	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

(en millions d'euros)	**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'élèvent 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**
Actifs pour régime spécial de retraite	*7 810*	*7 668*
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	29 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	71 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	*635*	*598*
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	32 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	68 %	69 %
Autres actifs de couverture	*13*	*14*

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 duration 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 duration, 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 duration 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 duration, 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
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 :

(en millions d'euros)	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 :

	31/12/2013			31/12/2012		
(en millions d'euros)	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

	31/12/2013			31/12/2012		
(en millions d'euros)	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 :

	2013		2012	
(en millions d'euros)	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		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	**Total**	Non courant	Courant	**Total**
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

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	**Total**
Soldes au 31/12/2011	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).

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 (*green bond*)	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 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	**Total**
À moins d'un an	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 :

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

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2013			31/12/2012		
(en millions d'euros)	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

	31/12/2013			31/12/2012		
(en millions d'euros)	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).

	31/12/2013				31/12/2012
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 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

	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 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

(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	**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		
(en millions d'euros)	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
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				Notionnel au 31/12/2012	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	**31/12/2013**	31/12/2012
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				Notionnel à livrer au 31/12/2013				**Juste valeur**
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	**31/12/2013**
Change à terme	2 966	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)**

Au 31 décembre 2012 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2012				Notionnel à livrer au 31/12/2012				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	**Total**	31/12/2012
Change à terme	3 415	1 341	-	**4 756**	3 428	1 356	-	**4 784**	**(22)**
Swaps	14 617	5 875	4 690	**25 182**	14 603	5 694	4 956	**25 253**	**(58)**
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 Notionnels nets < 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur	31/12/2012 Notionnels nets Total	Juste valeur
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)
CO_2	**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 Notionnels nets	Juste valeur	31/12/2012 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 :

	Notionnel au 31/12/2013				Notionnel au 31/12/2012	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 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 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				**Notionnel à livrer au 31/12/2013**				**Juste valeur**
(en millions d'euros)	< 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 :

	Notionnel à recevoir au 31/12/2012				Notionnel à livrer au 31/12/2012				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 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 :

		31/12/2013		31/12/2012	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	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
CO_2	**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

(en millions d'euros)	**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

(en millions d'euros)	**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.

(en millions d'euros)	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 :

(en millions d'euros)	**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 :

		31/12/2013				31/12/2012
	Total	Échéances				Total
(en millions d'euros)		< 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.

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.

	Total	Échéances		
(en milliards de mètres cube)		< 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 :

	31/12/2013				31/12/2012
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 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 :

		31/12/2013			31/12/2012
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 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 :

		31/12/2013			31/12/2012
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 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 :

(en millions d'euros)	**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 5e 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 :

		31/12/2013			31/12/2012
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
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.

(en millions d'euros)	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 :

	31/12/2013	Échéances			31/12/2012
(en millions d'euros)		< 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

(en millions d'euros)	31/12/2013	Échéances < 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	31/12/2012
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

(en millions d'euros)	31/12/2013	Échéances < 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	31/12/2012
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)	**31/12/2013**	31/12/2012
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**3 619**	**241**
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**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 :

	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Entreprises associées		État ou participations de l'État		Total Groupe	
(en millions d'euros)	**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 excédent 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 subordonnées 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
Elektrocieplownia 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
Taïshan 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
Elektrocieplownia 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

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 1er 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 1er 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

Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes

États financiers

Comptes de résultat 115
Bilans 116
Tableaux de flux de trésorerie 118
Annexe aux comptes sociaux 119

Comptes de résultat

(en millions d'euros)	**2013**	2012
CHIFFRE D'AFFAIRES (1)	**43 423**	**44 106**
Production stockée et immobilisée	814	656
Subventions d'exploitation	5 117	4 698
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	3 073	2 941
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	847	643
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION	**53 274**	**53 044**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	34 089	34 805
Achats consommés de combustibles	4 298	4 265
Achats d'énergie	10 311	12 013
Achats de services et autres achats consommés de biens	19 480	18 527
Impôts, taxes et versements assimilés	2 518	2 233
Charges de personnel	6 457	6 238
Dotations d'exploitation	4 857	4 936
Dotations aux amortissements des immobilisations	2 723	2 354
Dotations aux provisions et dépréciations	2 134	2 582
Autres charges d'exploitation	944	989
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	**48 865**	**49 201**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)	**4 409**	**3 843**
QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN (III)	**3**	**5**
RÉSULTAT FINANCIER (IV)	**(890)**	**(18)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)	**3 522**	**3 830**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**164**	**196**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**748**	**460**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V - VI)	**2 938**	**3 566**

(1) Dont production en 2013 de biens à l'exportation pour 5 307 millions d'euros et de services à l'exportation pour 584 millions d'euros.

Bilans

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013 Montants bruts	31/12/2013 Amortissements et dépréciations	31/12/2013 Montants nets	31/12/2012 Montants nets
ACTIF					
Immobilisations incorporelles		1 185	472	713	737
Immobilisations corporelles du domaine propre		72 498	48 175	24 323	23 582
Immobilisations corporelles du domaine concédé		13 080	7 754	5 326	5 002
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours		12 774	71	12 703	10 724
Participations et créances rattachées		59 898	357	59 541	57 365
Titres immobilisés		12 499	38	12 461	14 210
Prêts et autres immobilisations financières		7 668	3	7 665	8 568
Immobilisations financières		80 065	398	79 667	80 143
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		**179 602**	**56 870**	**122 732**	**120 188**
Stocks et en cours		9 871	211	9 660	9 140
Avances et acomptes versés sur commande		1 056	1	1 055	906
Créances d'exploitation		17 791	263	17 528	16 574
Valeurs mobilières de placement	4	10 316	4	10 312	8 947
Instruments de trésorerie		1 627	-	1 627	2 801
Disponibilités	4	5 066	-	5 066	3 685
Charges constatées d'avance		1 295	-	1 295	1 335
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		**47 022**	**479**	**46 543**	**43 388**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		258	-	258	242
Primes de remboursement des emprunts (IV)		558	102	456	467
Écarts de conversion - Actif (V)		261	-	261	340
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**227 701**	**57 451**	**170 250**	**164 625**

(en millions d'euros)	Notes	**31/12/2013**	31/12/2012
PASSIF			
Capital		930	924
Primes d'émission et de fusion		7 205	7 040
Écarts de réévaluation		670	670
Réserves			
Réserve légale		92	92
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		4 988	3 713
Résultat de l'exercice		2 938	3 566
Acomptes sur dividendes		(1 059)	(1 053)
Subventions d'investissement		178	190
Provisions réglementées		6 401	6 323
TOTAL CAPITAUX PROPRES	5	**25 343**	**24 465**
Autres fonds propres		6 120	-
Passifs spécifiques des concessions		2 016	1 999
TOTAL I FONDS PROPRES		**33 479**	**26 464**
Provisions pour risques		536	681
Aval du cycle nucléaire		17 321	16 611
Déconstruction et derniers cœurs		15 909	15 293
Avantages du personnel		10 691	10 751
Autres charges		924	738
Provisions pour charges		44 845	43 393
TOTAL II PROVISIONS		**45 381**	**44 074**
Dettes financières		45 280	49 482
Avances et acomptes reçus		6 279	5 833
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses		33 375	32 005
Instruments de trésorerie		1 973	2 370
Produits constatés d'avance		4 273	4 232
TOTAL III DETTES		**91 180**	**93 922**
Écarts de conversion - Passif (IV)		210	165
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**170 250**	**164 625**

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	Notes	**2013**	2012
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		3 686	4 026
Amortissements et provisions		3 107	3 746
Plus ou moins values de cessions		213	(6)
Produits et charges financiers		(623)	(1 995)
Variation du besoin en fonds de roulement		(528)	(2 270)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		**5 855**	**3 501**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		1 074	1 243
Impôts sur le résultat payés		(1 727)	(1 173)
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**5 202**	**3 571**
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 656)	(4 713)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		15	37
Variations d'actifs financiers		(203)	(4 860)
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(5 844)**	**(9 536)**
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		3 288	9 618
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(6 296)	(2 244)
Dividendes versés		(2 145)	(2 125)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée		6 135	-
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		12	14
Subventions d'investissement reçues		1	11
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**995**	**5 274**
(A)+(B)+(C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**353**	**(691)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *	4	**(3 699)**	**(3 100)**
Incidence des variations de change		5	24
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		31	68
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE *	4	**(3 310)**	**(3 699)**

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

Annexe aux comptes sociaux

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

↗ Note 1. Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

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

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes sociaux au 31 décembre 2012, à l'exception du changement appliqué aux droits d'émission de gaz à effet de serre mentionné ci-après.

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

Dans ce cadre, le règlement n°2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables (ANC), homologué par arrêté du 28 décembre 2012, et applicable au 1er janvier 2013 modifie les modalités de comptabilisation des droits d'émission.

La première application de ce règlement constitue un changement de méthode comptable.

Au 1er janvier 2013, elle se traduit par la comptabilisation d'un « stock de matières premières » de 74 millions d'euros correspondant à l'excédent de droits non consommés par les émissions réalisées en 2012 pour les activités continentales, et d'une « dette d'exploitation» de 6 millions d'euros correspondant aux droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées pour les activités insulaires. Pour chaque activité, les montants au 1er janvier 2013 résultent de la compensation du montant des droits détenus qui figuraient dans les comptes au 31 décembre 2012 en « immobilisations incorporelles », avec le montant des droits à restituer à l'Etat au titre des émissions réalisées sur l'exercice 2012 qui figuraient au 31 décembre 2012 en « autres dettes ».

(en millions d'euros)	au 31/12/2012				au 01/01/2013			
ACTIVITÉS	**ACTIF**		**PASSIF**		**ACTIF**		**PASSIF**	
Continentales	Immobilisations incorporelles	229	155	Autres dettes	Stock de matières premières	74	-	Dettes d'exploitation
Insulaires	Immobilsations incorporelles	21	27	Autres dettes	Stock de matières premières	-	6	Dettes d'exploitation

↗ Note 2. Opérations et événements majeurs de l'exercice

Les principaux événements et opérations survenus au cours de l'exercice 2013 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

2.1 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 (voir note 1.13), ces émissions sont comptabilisées en « Autres fonds propres » à compter de la réception des fonds (intervenue le 29 janvier 2013) pour un montant de 6 135 millions d'euros (net de la prime de remboursement).

2.2 Évolutions relatives à la CSPE

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

Depuis 2007, et malgré la mise en place d'un mécanisme permettant une hausse régulière de la taxe par la loi de finances 2011, le montant de CSPE

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

L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros et des coûts de portage supportés par EDF, à hauteur de 0,6 milliard d'euros.

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 d'EDF.

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

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

Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012 (y compris les coûts de portage associés), pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation s'est accompagnée d'une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions) pour un montant de 2,4 milliards d'euros. Au total, 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 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.

2.3 Accord avec Veolia environnement sur Dalkia

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.

Au terme des discussions en cours, 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 à 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 d'EDF dans Dalkia International.

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.

2.4 Émission obligataire « verte »

EDF a reçu le 27 novembre 2013 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.

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

3.1 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 1er avril au 1er 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 d'EDF au 31 décembre 2013. Les effets des deux mesures principales citées ci-dessus constituent des modifications de régime et ont été comptabilisés en compte de résultat pour un montant avant effets d'impôt de 393 millions d'euros en « reprises sur provisions d'exploitation ».

3.2 Impayés sur la part acheminement des créances clients

Suite à la décision du CoRDIS (Comité de Règlements des Différends et des Sanctions de la CRE) publiée au Journal Officiel du 19 mars 2013, les impayés sur la part acheminement des factures des clients dans le cadre des contrats uniques et des contrats aux tarifs réglementés de vente ne doivent plus être supportés par les fournisseurs d'électricité, mais par ERDF. Cette décision concerne les consommations postérieures au 1er janvier 2012.

Il en résulte qu'EDF n'a plus à provisionner le risque d'impayé sur la part acheminement, et se fera rembourser par ERDF des pertes dues aux créances devenues irrécouvrables sur la part acheminement.

Cette décision se traduit par un impact positif de 212 millions d'euros sur le résultat d'exploitation de l'exercice 2013.

3.3 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 1er 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 1er juillet 2014.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1er 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 4. Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	**31/12/2013**	31/12/2012	Variation
Valeurs Mobilières de Placement	10 316	8 954	1 362
Disponibilités	5 066	3 685	1 381
Sous-total à l'actif du bilan	15 382	12 639	2 743
OPCVM en euros	(2 844)	(3 282)	438
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 595)	(1 315)	(280)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(1 004)	-	(1 004)
Obligations	(4 847)	(3 515)	(1 332)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(13)	(53)	40
TCN en euros moyen et long terme	-	(394)	394
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(10 306)	(8 562)	(1 744)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	4	2	2
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres dettes d'exploitation » du bilan	(8 390)	(7 778)	(612)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *	**(3 310)**	**(3 699)**	**389**
Élimination de l'incidence des variations de change			(5)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(31)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			**353**

** Voir Tableau de Flux de Trésorerie.*

↗ Note 5. Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2011	**924**	**10 815**	**3 233**	**1 118**	**171**	**6 549**	**22 810**
Affectation du résultat 2011	-	-	46	(46)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 072)	-	-	(1 072)
Résultat 2012	-	-	-	3 566	-	-	3 566
Acompte sur dividendes	-	-	(1 053)	-	-	-	(1 053)
Autres variations [1]	-	(13)	434	-	19	(226)	214
Situation au 31 décembre 2012	**924**	**10 802**	**2 660**	**3 566**	**190**	**6 323**	**24 465**
Affectation du résultat 2012	-	-	2 309	(2 309)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	1	(1 257)	-	-	(1 256)
Augmentation de capital au 29.07.2013	6	165	-	-	-	-	171
Résultat 2013	-	-	-	2 938	-	-	2 938
Acompte sur dividendes	-	-	(1 059)	-	-	-	(1 059)
Autres variations	-	-	18	-	(12)	78	84
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2013	**930**	**10 967**	**3 929**	**2 938**	**178**	**6 401**	**25 343**

(1) 214 millions d'euros d'autres variations dont (226) millions d'euros de provisions réglementées et 431 millions d'euros d'impact en report à nouveau suite à la modification du mode de comptabilisation des inspections majeures des centrales au 1er janvier 2012

5.1 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. Compte tenu de l'acompte sur dividende 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.

5.2 Capital social

Le Conseil d'administration d'EDF a constaté le 29 juillet 2013 l'augmentation du capital social d'EDF décidée lors de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013.

Le capital social de la société s'établit, au 31 décembre 2013, 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 et détenues à 84,5 % par l'Etat, 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.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'Etat doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

Rapport de gestion 2013
Sommaire

1 Informations financières et juridiques 124
1.1 Chiffres clés 124
1.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2013 125
1.2.1 Éléments de conjoncture 125
1.2.2 Événements marquants 130
1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2013 135
1.3.1 Chiffre d'affaires 135
1.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE) 138
1.3.3 Résultat d'exploitation 140
1.3.4 Résultat financier 141
1.3.5 Impôts sur les résultats 141
1.3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées 142
1.3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle 142
1.3.8 Résultat net part du Groupe 142
1.3.9 Résultat net courant 142
1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements 143
1.4.1 Cash flow opérationnel 144
1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement 144
1.4.3 Investissements nets hors opérations stratégiques 144
1.4.4 Investissements nets sur opérations stratégiques 145
1.4.5 Actifs dédiés 145
1.4.6 Cash flow avant dividendes 145
1.4.7 Dividendes versés en numéraire 145
1.4.8 Cash flow après dividendes 145
1.4.9 Émission « hybride » 145
1.4.10 Effet change 145
1.4.11 Endettement financier net 145
1.4.12 Ratios financiers 146
1.5. Recherche et Développement 146
1.5.1 Recherche et Développement, brevets et licences 146
1.5.2 Priorités de la R&D 146
1.5.3 Un acteur intégré dans la recherche française, européenne et mondiale 147
1.5.4 Politique de propriété intellectuelle 148
1.6 Gestion et contrôle des risques marchés 148
1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers 148
1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies 157
1.6.3 Gestion des risques assurables 158
1.7 Opérations avec les parties liées 159
1.8 Principaux risques et incertitudes 159
1.9 Faits marquants relatifs aux litiges en cours 159
1.9.1 Procédures concernant EDF 159
1.9.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF 161
1.9.3 Procédures postérieures à la clôture 162
1.10 Événements postérieurs à la clôture 162
1.11 Perspectives financières 162
1.12 Informations relatives au capital et aux statuts de la Société 162
1.12.1 Informations relatives au capital de la Société 162
1.12.2 Règles applicables aux modifications statutaires 165
1.13 Gouvernance d'entreprise 166
1.13.1 Conseil d'administration 166
1.13.2 Rémunérations des mandataires sociaux 168
1.13.3 Organes de direction 170
1.13.4 Rapport du Président du Conseil d'administration en application de l'article L. 225-37 du Code du commerce 171
1.14 Autres informations 171
1.14.1 Comptes sociaux résumés au 31 décembre 2013 171
1.14.2 Bénéfice net 171
1.14.3 Affectation des résultats 171
1.14.4 Tableau des résultats des cinq derniers exercices 172
1.14.5 Règlements fournisseurs 172
2 Responsabilité d'entreprise 173
2.1 Politique de développement durable 174
2.1.1 Pilotage du développement durable 174
2.1.2 Sensibilisation et formation des managers et des salariés au développement durable 174
2.2 Informations environnementales 175
2.2.1 Domaine environnemental 175
2.2.2 Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers 177
2.2.3 Gestion des déchets 178
2.2.4 Gestion durable des ressources 180
2.2.5 Changement climatique 184
2.2.6 Protection de la biodiversité 188
2.3 Informations sociétales 191
2.3.1 Éthique et transparence vis-a-vis des parties prenantes 191
2.3.2 Dispositif de dialogue avec les parties prenantes 192
2.3.3 Le domaine sociétal 195
2.4 Informations sociales 198
2.4.1 Emploi et développement des compétences 199
2.4.2 Protection de la santé et de la sécurité 202
2.4.3 Rémunération et protection sociale 205
2.4.4 Les autres engagements sociaux 206
2.5 Indicateurs environnementaux et sociaux 210
2.5.1 Dispositifs de reporting 210
2.5.2 Notation extra-financière 211
2.5.3 Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux 211
2.5.4 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes 218
2.5.5 Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013 222

↗ 1 Informations financières et juridiques

1.1 Chiffres clés

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes comptables internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2013 du groupe EDF sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2013.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2013 du groupe EDF.

Les données comparatives 2012 ont été retraitées pour intégrer le changement de méthode comptable lié à l'application à compter du 1er janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée relative à l'évaluation et la comptabilisation des provisions pour avantages du personnel ainsi que du changement de présentation des activités Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS) d'EDF Énergies Nouvelles. Elles apparaissent dans les tableaux du rapport de gestion sous le libellé « 2012 retraité » et correspondent aux chiffres comparatifs 2012 des comptes consolidés au 31 décembre 2013.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2013 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en pourcentage sont calculées par rapport aux données 2012 retraitées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 594	72 178	3 416	+4,7	+2,9
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 765	15 998	767	+4,8	+5,5
Résultat d'exploitation	8 411	8 159	252	+3,1	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 322	4 825	497	+10,3	
Résultat net part du Groupe	3 517	3 275	242	+7,4	
Résultat net courant (1)	4 117	4 175	(58)	-1,4	

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

Extrait des bilans consolidés

(en millions d'euros)	**31 décembre 2013**	31 décembre 2012 retraité
Actif immobilisé	142 509	140 279
Stocks et clients	36 687	36 710
Autres actifs	54 974	55 294
Trésorerie, autres actifs liquides, prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	19 012	17 560
Actifs détenus en vue de la vente	3 619	241
TOTAL DE L'ACTIF	**256 801**	**250 084**
Capitaux propres – part du Groupe	34 207	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 663	4 854
Passifs spécifiques des concessions	43 454	42 551
Provisions	67 323	65 149
Emprunts et dettes financières	53 489	59 135
Autres passifs	51 376	52 089
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	2 289	49
TOTAL DU PASSIF	**256 801**	**250 084**

Cash flow avant dividendes

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow avant dividendes[1]	2 199	(5 607)	7 806	n. a.

(1) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini au § 1.4 après variation du besoin en fonds de roulement et investissements nets tels que définis au § 1.4 et dotations et retraits sur actifs dédiés.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31 décembre 2013	31 décembre 2012	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	53 313	59 932	(6 619)	-11,0
Dérivés de couverture des dettes	176	(797)	973	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 459)	(5 874)	415	-7,1
Actifs liquides	(12 548)	(10 289)	(2 259)	+22,0
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	(1 005)	(1 397)	392	-28,1
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	985	-	985	
ENDETTEMENT FINANCIER NET[1]	**35 462**	**41 575**	**(6 113)**	**-14,7**

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

1.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2013

1.2.1 Éléments de conjoncture

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

Dans un marché européen de plus en plus interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi en Italie, au Royaume-Uni et en Allemagne est l'un des éléments de contexte primordiaux que le Groupe prend en compte dans ses activités d'exploitation, de distribution, d'optimisation ou de trading, compte tenu des positions fortes qu'il détient en Europe.

Au cours de l'année 2013, les prix de l'électricité en France, en Allemagne et en Italie ont été en baisse par rapport à l'année 2012, en raison principalement de la nette diminution des prix du charbon et du CO_2.

En France, ce recul des prix de l'électricité a toutefois été limité par une consommation en hausse durant les trimestres hivernaux. En effet, le premier et le dernier trimestre de l'année 2013 ont été marqués par des températures basses, qui se sont établies fréquemment sous les normales en moyenne mensuelle et sous le niveau de l'année dernière.

Les prix sont toutefois en hausse au Royaume-Uni, ces derniers étant fortement corrélés au prix du gaz, en hausse par rapport à 2012.

1.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne[1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2013 en base (€/MWh)	43,2	59,1	63,0	37,8
Variation 2013/2012 des moyennes en base	-7,8 %	+7,1 %	-16,6 %	-11,3 %
Moyenne 2013 en pointe (€/MWh)	55,1	67,6	70,3	48,7
Variation 2013/2012 des moyennes en pointe	-7,2 %	+6,8 %	-17,5 %	-8,9 %

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

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

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 43,2 €/MWh en 2013, en baisse de 3,7 €/MWh par rapport à l'année dernière, en raison principalement de l'important repli des prix des droits d'émission du CO_2 et du charbon. La saisonnalité des prix a toutefois été plus marquée qu'en 2012. Durant le premier et le dernier trimestre de l'année, les températures se sont maintenues sous les normales de saison, ce qui a conduit à des niveaux de consommation élevés tout au long de ces périodes. Cela a impacté à la hausse les prix spot de l'électricité qui sont restés à un niveau comparable à celui de 2012 sur la même période. Sur le reste de l'année, et notamment au mois de juin, les prix ont été en net recul par rapport à l'année 2012 en raison de la progression de la disponibilité nucléaire et de la production hydraulique.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité progressent de plus de 7 % par rapport à l'année dernière. Ils ont suivi l'évolution à la hausse des prix du gaz spot. Depuis le 1er avril 2013, la mise en place d'une taxe carbone sur la production d'électricité a également contribué à la hausse des prix.

En **Italie,** les prix reculent de près de 17 %, en raison principalement d'une forte progression des productions hydraulique et éolienne et d'un recul de la consommation.

En **Allemagne**, les prix spot reculent en moyenne de 4,8 €/MWh par rapport à 2012, en raison également de l'évolution des prix des combustibles. Cette baisse des prix est plus marquée qu'en France : la demande électrique en Allemagne étant faiblement thermosensible, les températures sous les normales n'ont pas soutenu les prix. D'autre part, le système électrique allemand dépendant davantage des centrales thermiques au charbon qu'en France, la baisse des prix du charbon et des droits d'émission a ainsi eu plus d'impact outre-Rhin.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2013 en base (€/MWh)	43,3	61,3	62,7	39,1
Variation 2013/2012 des moyennes en base	-14,4 %	-0,5 %	-14,5 %	-20,7 %
Prix à terme en base au 23 décembre 2013	44,2	63,5	62,8	37,3
Moyenne 2013 en pointe (€/MWh)	56,6	70,5	69,9	49,7
Variation 2013/2012 des moyennes en pointe	-11,5 %	+0,9 %	-13,5 %	-18,4 %
Prix à terme en pointe au 23 décembre 2013	56,2	72,3	70,2	48,6

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

Les contrats annuels en base européens[1] sont en baisse en moyenne par rapport à 2012, à l'exception du Royaume-Uni où le contrat reste stable.

En **France,** le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 14,4 % à celui constaté en 2012. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO_2. Toutefois, les acteurs anticipant des risques de tension sur l'équilibre offre/demande durant le premier trimestre 2014, les prix se sont maintenus à un niveau élevé pour cet horizon, ce qui a limité l'impact de cette baisse.

Au **Royaume-Uni,** le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1er avril A+1 au 31 mars A+2, reste relativement stable, avec une variation de -0,5 % par rapport à l'an dernier. Cette évolution s'explique par l'augmentation des prix à terme du gaz, beaucoup plus utilisé dans la production au Royaume-Uni que dans les autres pays. De plus, la taxe sur le CO_2 appliquée au Royaume-Uni pour la production d'électricité augmentera de 4,9 GBP/t à partir du 1er avril 2014, ce qui entraîne à la hausse le prix de ce contrat. Ces effets à la hausse sont cependant compensés par la baisse des prix du charbon et la perspective d'importations depuis la France.

En **Italie,** le contrat annuel en base diminue par rapport à 2012, en raison de l'évolution des prix des combustibles et du CO_2 ainsi que de la détente observée sur le spot.

En **Allemagne**, le prix du contrat annuel en base diminue également par rapport à 2012, en lien avec l'évolution des prix des combustibles.

1.2.1.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2[2]

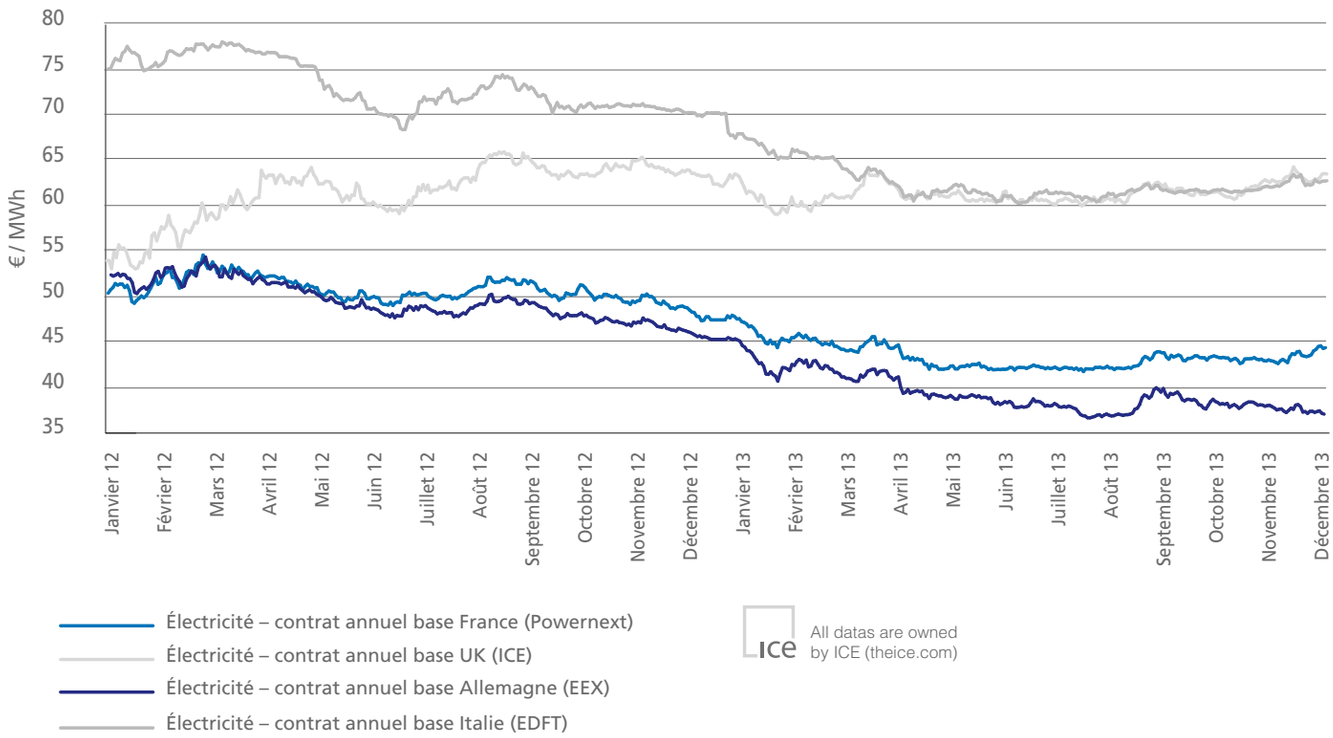
Le prix des droits d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2013 s'est établi en moyenne à 4,5 €/t au cours de l'année 2013. Les prix ont reculé de plus de 40 % par rapport à 2012, année durant laquelle la tonne de CO_2 s'échangeait à 7,5 € en moyenne.

À l'échelle européenne, le marché des droits d'émission de CO_2 reste globalement marqué par une offre excédentaire liée notamment à la crise économique et au développement des énergies renouvelables. Des discussions ont eu lieu au sein de la Commission européenne afin de mettre en place une loi dite de *backloading* permettant de limiter l'offre de manière temporaire. Le principe est de limiter le volume des droits d'émission de CO_2 vendus aux acteurs sur le marché par les différents gouvernements, durant la première partie de la phase III. Ces volumes seront en revanche remis sur le marché pour des échéances ultérieures. Sur l'ensemble de l'année 2013, le prix des droits d'émission a évolué au gré des annonces concernant l'adoption possible de ce texte par les instances européennes. Le texte a finalement été voté le 16 décembre 2013. Un impact à la hausse a été observé, mais de manière modérée, ce qui n'a pas permis de retrouver les niveaux de prix de 2012.

1. *France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante i.e. la cotation moyenne du produit pour livraison en base en 2014 ; le dernier jour de cotation en 2013 a été le 23 décembre ;*
Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante i.e. la cotation moyenne du produit pour livraison en base en 2014 ;
Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2013 puis avril 2014 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).

2. *Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).*

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



Évolution des prix des droits d'émission de CO_2 (phase III 2013-2020)

1.2.1.1.4 Prix des combustibles fossiles[1]

	Charbon ($/t)	Pétrole ($/bl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne 2013	88,9	108,3	67,5
Variation 2013/2012 des moyennes	-13,8 %	-3,0 %	+4,4 %
Plus haut de 2013	102,2	118,9	69,7
Plus bas de 2013	80,8	97,7	64,5
Prix fin 2012	94,1	111,1	65,8
Prix fin 2013	82,3	110,8	66,9

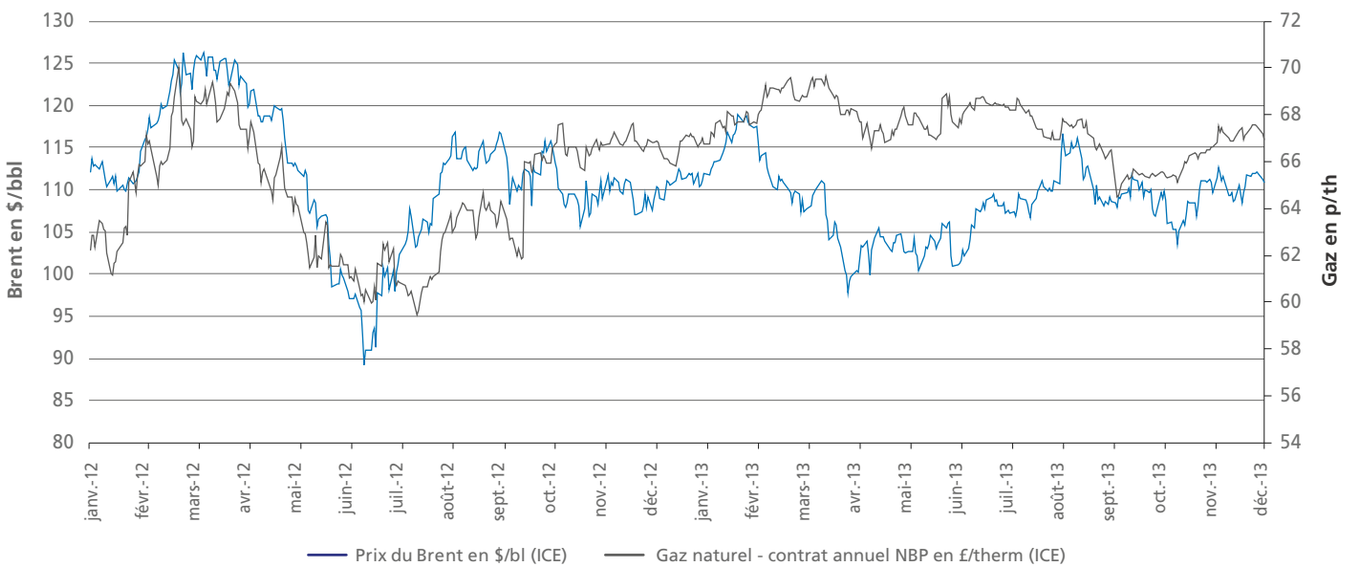
Les prix à terme du **charbon** sont en baisse en moyenne par rapport à 2012, attribuable à une offre abondante. Sur le court terme, l'équilibre offre-demande est resté extrêmement détendu en raison notamment d'importations de charbon russe, américain et colombien à bas prix et d'une demande faible de la part des électriciens. Cela a permis la constitution de stocks importants, qui ont maintenu une pression baissière sur les prix à terme. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2014 termine l'année à environ 82 dollars américains.

Le cours du **pétrole** est en baisse par rapport à l'année 2012. Le contexte macro-économique reste morose, ce qui a incité les acteurs à revoir régulièrement leurs prévisions de consommation à la baisse. Des craintes sur l'offre en raison de tensions en Libye, en Syrie et d'incertitudes sur l'évolution des relations diplomatiques avec l'Iran, ont toutefois limité cette baisse.

Sur l'année, le prix du contrat annuel de **gaz naturel** au Royaume-Uni est en hausse par rapport à 2012.

Les températures basses qui ont été observées au Royaume-Uni de janvier à avril ont conduit à une utilisation massive du stockage long terme afin d'assurer l'équilibre offre-demande. Mi-avril, les capacités de stockage étaient vides. Traditionnellement, les mois d'été permettent de reconstituer une grande partie des stocks, mais en 2013, compte tenu du niveau exceptionnellement bas des stocks au début de l'été et du temps nécessaire à leur remplissage, il a fallu attendre la fin du mois d'octobre pour revenir à un remplissage quasi complet des stockages. À cette situation s'est ajoutée l'annonce d'une réduction de la capacité d'export norvégienne pendant un an. Ces différents éléments ont entraîné une hausse marquée des prix pour l'hiver 2013-2014 et, dans une moindre mesure, pour l'été 2014. Depuis le 1er octobre, le contrat suivi concerne l'année gazière allant du 1er octobre 2014 au 30 septembre 2015. En raison de tensions moindres attendues sur l'offre à ces échéances, son prix est moins élevé que celui de l'année gazière 2013, ce qui a contribué à limiter la hausse des prix du gaz d'une année calendaire à l'autre.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



1. *Charbon : Cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en $/t) ;*
Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month) - (en $/baril) ;
Gaz naturel : Cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante au Royaume-Uni (NBP) - en p/therm.

1.2.1.2 Consommation d'électricité[1] et de gaz[2]

En 2013, la consommation globale d'électricité en **France** a augmenté de 1,12 % par rapport à 2012. Cette légère hausse résulte principalement du premier semestre, où les températures ont été inférieures à la normale (-2°C en moyenne) sur l'ensemble des mois, la consommation du second semestre étant en léger retrait (-0,1 %) par rapport au second semestre 2012.

Corrigée de l'aléa climatique et du caractère bissextil de 2012, la consommation de la France est globalement stable en 2013 par rapport à 2012 (-0,5 TWh) ; la baisse de la consommation de la grande industrie s'atténue et s'équilibre avec la consommation des particuliers et des PME-PMI qui tend à se stabiliser (+0,3 %).

Au **Royaume-Uni,** en 2013, la consommation estimée d'électricité pour les clients finals, peu thermo-sensible, est en légère baisse (-0,7 %) par rapport à celle de 2012.

En **Italie,** dans un contexte de ralentissement économique, elle s'est contractée de 3,4 % par rapport à 2012 (-3,1 % à nombre de jours constants).

La consommation de gaz naturel en **France** a progressé d'environ 1,7 % en 2013 par rapport à 2012. Cette hausse modérée est liée en grande partie à un effet climatique, marqué par un premier semestre 2013 plus froid qu'en 2012 et un second semestre plus doux.

La consommation estimée de gaz naturel par les consommateurs finals au **Royaume-Uni** est en légère hausse (+1,2 %). Toutefois, les variations par rapport à 2012 sont très contrastées avec un premier semestre supérieur à la normale, dû à des températures anormalement basses, alors que la consommation au second semestre a diminué fortement à cause de températures particulièrement élevées.

Celle-ci a diminué de 6,4 % en **Italie** en lien avec le recul de l'utilisation du gaz pour la production thermique consécutive à la baisse de la demande d'électricité et la part croissante des énergies renouvelables.

1.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, par un arrêté publié le 31 juillet 2013, le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et le ministre de l'Économie ont rehaussé les tarifs réglementés de vente de l'électricité comme suit :

- 5 % en moyenne pour les tarifs bleus (« résidentiels » et « professionnels »), conformément à l'annonce du Gouvernement du 9 juillet 2013 ;
- 2,7 % en moyenne pour les tarifs jaunes (pour les entreprises et collectivités).

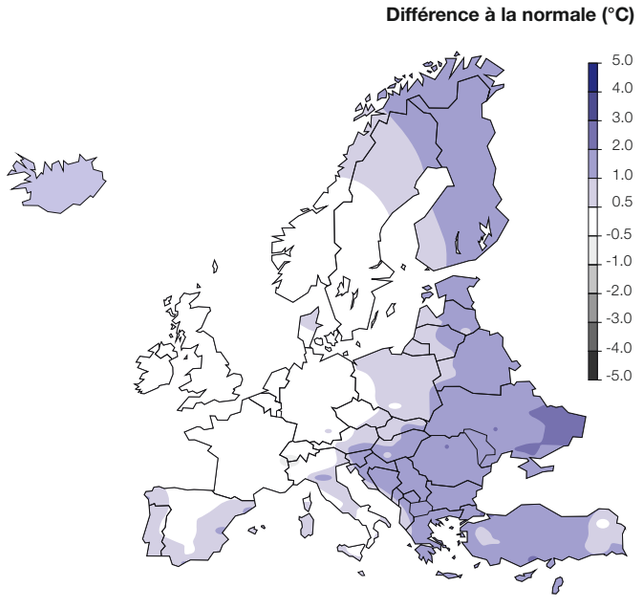
Les tarifs et options tarifaires appliqués aux industriels présentent une évolution moyenne nulle.

Cette évolution, entrée en vigueur à compter du 1er août 2013, a été l'occasion d'une réforme en structure qui a permis de mieux caler les différentes options les unes par rapport aux autres, comme cela a été indiqué par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 25 juillet 2013.

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

1.2.1.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2013 à décembre 2013[3]



En France, la conjonction d'une pluviométrie excédentaire et de températures anormalement froides durant le premier semestre, a entrainé la constitution d'un enneigement exceptionnel et qui est resté tardivement sur l'ensemble des massifs alpins et surtout pyrénéens.

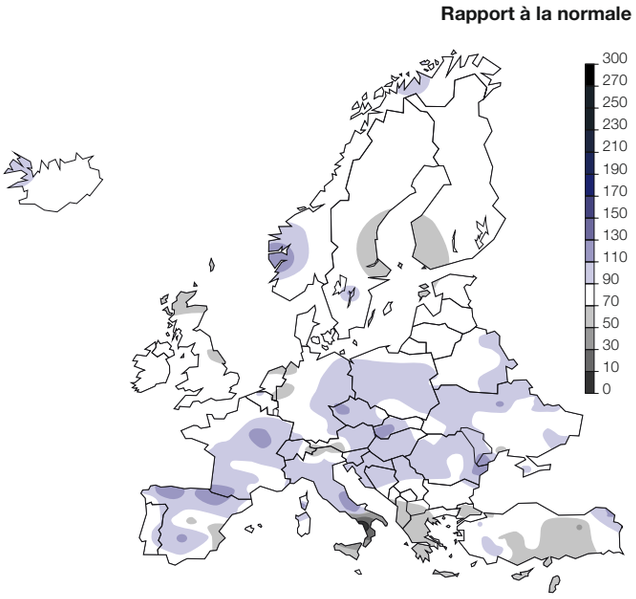
Dans les Pyrénées, des records d'enneigement absolu depuis plus de 40 ans ont été dépassés. La seconde quinzaine de juin a été marquée par la fusion importante de cet enneigement tardif exceptionnel et la concomitance de précipitations importantes entraînant des crues dévastatrices et historiques sur la Garonne amont, les Gaves et les Nestes.

1. *Données France : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE.*
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre.
Données Italie : données brutes et données corrigées communiquées par Terna, réseau électrique national italien.

2. *Données France : base Pégase, source SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques) de janvier à novembre 2013.*
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre.
Données Italie : estimation fournie par la filiale locale.

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

Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2013 à décembre 2013 [1]



L'année 2013 a été marquée par une pluviométrie excédentaire sur une grande partie de l'Europe, en particulier lors du premier semestre sur la péninsule ibérique, l'Europe centrale et la France. Seuls les extrêmes nord (Royaume-Uni et Scandinavie) et sud-est (Grèce et Turquie) de l'Europe ont connu une pluviométrie voisine de la normale, voire légèrement déficitaire.

La température de l'air a été très contrastée au premier semestre entre :

- une anomalie froide à l'ouest (notamment en France, Suisse et Allemagne) ;
- une anomalie chaude sur les pays riverains de la mer Noire et le tiers est de l'Europe.

Au second semestre, une anomalie chaude est observée sur l'ensemble de l'Europe, de nouveau plus marquée sur la partie est.

Conséquence de ces phénomènes météorologiques, le productible hydraulique en France a connu des niveaux systématiquement supérieurs à la normale (mis à part septembre et décembre), notamment en avril, mai et juin. En cumulé sur l'année 2013, il représente un excédent qui n'avait pas été observé depuis 2001.

1.2.2 Événements marquants [2,3]

1.2.2.1 Développements stratégiques

1.2.2.1.1 Projet de centrale nucléaire Hinkley Point C

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

Le 19 mars 2013, le ministre britannique de l'Énergie et du changement climatique a annoncé avoir donné son accord pour construire une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point dans le Somerset (sud de la Grande-Bretagne).

Le 21 octobre 2013, le groupe EDF et le gouvernement britannique sont parvenus à un accord sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement relatif à Hinkley Point C (HPC), notamment un prix d'exercice du *Contract for Difference* (CfD) à 92,5£/MWh[4] et une durée de 35 ans à compter de la date de mise en service de la centrale. Ceci se traduirait par un taux de rendement interne du projet (TRI) d'environ 10 %, en ligne avec les critères d'investissement du Groupe.

Par ailleurs, le projet est éligible au programme de garantie de financement des infrastructures mis en place par le gouvernement britannique ; la dette de financement des coûts globaux de construction avant la mise en service sera garantie par le Trésor britannique à hauteur de 65 % selon les conditions et termes actuellement en discussion.

Le groupe EDF a mis en place un consortium de partenaires industriels pour le projet, dont la structure actionnariale anticipée serait de 45-50 % pour EDF, 10 % pour AREVA, 30 à 40 % pour China General Nuclear Corporation (CGN) et China National Nuclear Corporation (CNNC). Des discussions ont également lieu avec un petit groupe d'investisseurs financiers présélectionnés, potentiellement intéressés par le projet, dont la participation pourrait aller jusqu'à 15 %.

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'Etat. 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 qui ouvrira une période de consultation de l'ensemble des acteurs sur une période d'un mois.

1.2.2.1.2 Projet d'accord entre EDF et Veolia Environnement sur Dalkia

Dans le cadre de la stratégie du Groupe de clarification de ses partenariats industriels, EDF et Veolia Environnement sont entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia, acteur mondial dans le domaine des services énergétiques. Les conseils d'administration des deux groupes se sont réunis le 28 octobre 2013 et ont approuvé la poursuite des négociations. Au terme des discussions en cours, EDF reprendrait l'intégralité des actifs et activités du groupe Dalkia en France tandis que les actifs et activités de Dalkia International seraient reprises par Veolia Environnement. Dans ce cadre, Veolia Environnement verserait à 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 du groupe Dalkia.

En parallèle, le 30 septembre 2013, le groupe EDF, à travers sa filiale EDF Développement Environnement (EDEV) était 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. 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 présentées ci-dessus.

Ces opérations conjointes permettraient au groupe EDF de développer significativement sa présence dans le domaine des services énergétiques, aux collectivités territoriales en particulier. Elles offriraient un potentiel de synergies important du fait de la complémentarité des métiers et expertises du groupe EDF et de Dalkia.

1. *Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2013 à décembre 2013. Carte de comparaison des moyennes des précipitations aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extraction de la Base de Données Climatologiques de Météo-France.*
2. *Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 1.9 du présent document.*
3. *Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.*
4. *89,5£/MWh si une décision d'investissement est prise pour le projet de Sizewell C. Dans ce cas, le projet de Sizewell C reversera au projet de Hinkley Point C l'équivalent de 3£/MWh, du fait de l'effet de série dont bénéficiera Sizewell C.*

1.2.2.2. Participations et partenariats

1.2.2.2.1 Investissements financiers

1.2.2.2.1.1 Création d'EDF Invest

Mi 2013, EDF a créé EDF Invest, qui est en charge de la gestion du portefeuille d'investissements non cotés au sein des actifs dédiés d'EDF. Ces investissements non cotés regroupent trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et le private equity.

La participation de 20 % du groupe EDF dans TIGF, décrite ci-après, constitue le premier investissement d'EDF Invest dans les infrastructures aux côtés des 50 % de titres RTE déjà présents dans le portefeuille d'actifs dédiés. TIGF et les titres RTE représentent environ 13 % des actifs dédiés.

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

1.2.2.2.1.2 Acquisition de TIGF

Le 4 avril 2013, le consortium constitué par Snam, opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45 %), GIC, le fonds de l'Etat de Singapour (35 %) et EDF (20 %), a conclu 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 transaction a été finalisée le 30 juillet 2013 ; la participation de 20 % d'EDF est portée par EDF Invest, via une société holding dans laquelle la valeur de la participation du Groupe à la date d'acquisition de TIGF et de finalisation de la structuration de son financement est de 0,3 milliard d'euros.

Le 28 janvier 2014, l'agence de notation Moody's a confirmé le rating de TIGF à Baa2 et la perspective à stable. Le rating était en revue pour un possible abaissement depuis le 6 août 2013.

1.2.2.2.2 Investissements et cessions d'EDF Énergies Nouvelles

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

Durant l'année 2013 et en janvier 2014, EDF Énergies Nouvelles a réalisé des investissements dans des parcs éoliens en construction au Canada (parc de Blackspring Ridge pour 300 MW) et aux Etats-Unis (parcs de Spinning Spur II et III, de Longhorn au Texas, de Roosevelt au Nouveau-Mexique).

Le 27 mai 2013, EDF Énergies Nouvelles a acquis auprès d'Iberdrola 20 % de 30 parcs éoliens en exploitation en France, investissement qui représente une capacité brute de 305 MW.

Le 29 novembre 2013, le consortium européen EDF Énergies Nouvelles et wpd offshore a annoncé avoir déposé deux offres pour les projets du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier en France, aux côtés d'Alstom, partenaire exclusif pour la fourniture des éoliennes. Ces offres s'inscrivent dans le cadre du deuxième appel d'offres éolien en mer français, d'un total de 1 000 MW de nouvelles capacités à installer d'ici 2023.

Le 5 décembre 2013, EDF Énergies Nouvelles s'est associé avec la société indienne ACME Cleantech Solutions Ltd pour créer une société commune basée en Inde et positionnée sur le marché photovoltaïque : ACME Solar Energy Private Ltd. Cette société est détenue par trois partenaires complémentaires :

- ACME Cleantech Solutions Ltd, à hauteur de 50 % ;
- EDF Énergies Nouvelles, à hauteur de 25 %;
- EREN, groupe dédié aux économies des ressources naturelles, à hauteur de 25 %.

Cessions 2013 : Les principales cessions réalisées en 2013 par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de son activité de Développement et Vente d'Actifs Structurés (DVAS) ont concerné 50 % restants du parc éolien de Lakefield (soit 102,75 MW), 50 % du parc Eoliatec Del Istmo (82 MW) au Mexique, ainsi que 50 % du parc éolien de Saint-Robert-Bellarmin (40 MW) au Canada. EDF Énergies Nouvelles et EDF Energy ont également cédé 80 % du parc éolien de Fallago Rig en Écosse, qu'elles détenaient en totalité à parts égales.

EDF Énergies Nouvelles a aussi cédé 50 % supplémentaires des parcs photovoltaïques Crucey 1 (36 MWc au total) et Massangis 2 (20 MWc au total) en France.

1.2.2.2.3 Contrats et accords

1.2.2.2.3.1 Renégociations de contrats d'approvisionnement en gaz par Edison

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

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

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 les compensations relatives aux exercices antérieurs.

Le deuxième cycle de renégociations sur les contrats d'approvisionnement en gaz avec la Russie et la Libye est en cours. Au 31 décembre 2013, des procédures d'arbitrage restent en cours sur les contrats d'approvisionnement en gaz avec Promgas (Russie) et ENI (Libye).

1.2.2.2.3.2 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 Etats-Unis d'une puissance totale de 3,9 GW. Aux termes de cet accord, EDF déléguera 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 américains (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 avril 2014.

1.2.2.2.4 Cessions de participations au cours de l'année 2013

1.2.2.2.4.1 Cession de la participation du Groupe dans SSE

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

Le 27 novembre 2013, cette transaction a été finalisée suite à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires de SSE et à l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence.

La transaction valorise la participation d'EDF dans SSE à environ 400 millions d'euros.

1.2.2.2.4.2 Cession de la participation du Groupe dans Veolia Environnement

Le 26 novembre 2013, le Groupe a annoncé avoir cédé l'ensemble de sa participation, non stratégique, de 4,01 % dans Veolia Environnement cotée sur Euronext et au NYSE. Cette cession s'est effectuée au prix de 11,90 € par action, représentant une décote de 2,3 % par rapport au cours de clôture du 26 novembre 2013, soit un montant total de 262 millions d'euros.

1.2.2.3 Projets d'investissement

1.2.2.3.1 En France

1.2.2.3.1.1 Flamanville 3

Des étapes importantes de la construction ont été franchies en 2013 :

- pose du dôme en juillet 2013, après mise en place du pont polaire ;
- mise en place du tampon d'accès matériel dans le bâtiment réacteur ;
- fin du bétonnage de la coque avion des bâtiments auxiliaires nucléaires et combustible ;
- mise en eau du bassin de rejet et du réservoir de sauvegarde pour des tests d'étanchéité ;
- finalisation du cuvelage de la piscine de désactivation dans le bâtiment combustible ;
- mise en place des tuyauteries de raccordement vapeur en salle des machines ;
- raccordement au réseau 400 kV et mise en service des transformateurs de soutirage ;
- montée en cadence des montages mécaniques et électriques avec notamment l'installation et la mise en service progressive de l'alimentation électrique et des armoires de contrôle-commande de l'îlot nucléaire.

En fin d'année 2013, le génie civil est quasiment abouti et l'avancement des montages électromécaniques est supérieur à 50 %.

La production des premiers KWh est prévue pour 2016.

1.2.2.3.1.2 Construction de la nouvelle centrale de Bouchain

Fin 2011, EDF et GE Energy avaient conclu un partenariat pour le co-développement du premier cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération, situé dans le nord de la France à Bouchain. Ce CCG sera équipé d'une nouvelle technologie permettant d'atteindre sa puissance maximale en un temps très court tout en présentant un rendement augmenté. Les travaux ont débuté en avril 2013. À partir de 2016, le prototype sera testé pendant 2 ans puis transféré à EDF sous réserve que ces tests soient concluants.

1.2.2.3.1.3 Mise en service du deuxième Cycle Combiné Gaz (CCG) de Martigues

Le 7 juin 2013, le deuxième CCG du site de Martigues a été mis en service industriel. La centrale de Martigues est désormais le plus important CCG en France, avec une puissance de 930 MW et présente un rendement de plus de 50 % supérieur à celui des tranches thermiques classiques, réduisant ainsi son impact environnemental.

1.2.2.3.1.4 Inauguration du barrage du Rizzanese en Corse

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

L'aménagement hydroélectrique permettra de réduire la consommation d'hydrocarbures de l'île et ainsi d'éviter le rejet de 60 000 tonnes de CO_2 chaque année. Il est destiné à être mobilisé en période de pointe, quand la consommation d'électricité est la plus forte.

1.2.2.3.1.5 Lancement du déploiement des compteurs communiquants

Le déploiement des compteurs communiquants s'inscrit dans le cadre de la réglementation européenne et française relative aux systèmes de comptages électriques (directive européenne 2009-072 ; décret français du 31 août 2010 ; arrêté comptage du 4 janvier 2012). Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF en 2009-2011 sur la base de 300 000 compteurs : le bilan effectué par la CRE avait conduit celle-ci à recommander dans sa délibération du 7 juillet 2011 la généralisation du système de compteurs communiquants.

À l'initiative du ministre de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie, un groupe de travail réunissant l'ensemble des parties prenantes a été mis en place fin 2012. Ses travaux, menés en 2013, ont permis au Premier ministre d'annoncer, le 9 juillet 2013, le déploiement par ERDF de 3 millions de compteurs d'ici 2016.

Dans ce cadre, ERDF a lancé en octobre 2013 l'appel d'offres pour la fourniture de ces premiers équipements.

1.2.2.3.1.6 Inauguration de la centrale thermique de Port Est (île de la Réunion)

Le 11 octobre 2013, le groupe EDF a inauguré la centrale thermique de Port Est d'une puissance de 210 MW. Cette centrale qui fonctionne au fioul a été construite pour remplacer celle de Port Ouest, arrêtée en avril 2013. Elle représente un investissement de plus de 500 millions d'euros. La centrale est équipée de technologies innovantes et particulièrement performantes du point de vue industriel et environnemental, avec notamment des moteurs diesel de nouvelle génération, économisant 15 % de la consommation de combustible, eux-mêmes dotés de dispositifs catalytiques qui dépolluent à 85 % les gaz d'échappement.

1.2.2.3.2 Royaume-Uni : mise en service de trois Cycles Combinés Gaz (CCG) à West Burton B

Le CCG du site de West Burton B, situé dans la région du Nottinghamshire est composé de trois unités dont les deux premières ont été mises en service au premier semestre et la troisième unité au second semestre 2013. Chaque unité a une capacité de 437 MW, pour un total d'environ 1 300 MW. La centrale peut fournir de l'électricité pour 1,5 million de foyers.

1.2.2.3.3 Autres activités

1.2.2.3.3.1 Construction du terminal méthanier de Dunkerque

La construction du terminal de Dunkerque, portée par Dunkerque LNG, filiale à 65 % du groupe EDF, se poursuit, la mise en service de l'installation étant prévue pour novembre 2015. L'avancement de la construction à fin 2013 est de plus de 50 % et comprend notamment :

- l'achèvement des travaux portuaires et la livraison de la plate-forme terrestre par le Grand Port Maritime de Dunkerque ;
- la levée et le bétonnage des dômes des trois réservoirs qui stockeront le gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- le début de creusement du tunnel raccordant le terminal à la centrale nucléaire de Gravelines, les eaux tièdes de rejet de la centrale contribuant à la regazéification du GNL ;
- la finalisation des travaux de pose et de mise en gaz des réseaux de transport de gaz ;
- le déploiement des mesures en termes d'emplois et de sous-traitance destinées à soutenir le développement local ;
- la livraison d'une zone humide de 20 hectares dans le cadre des mesures de compensation environnementale.

Ces deux derniers points sont détaillés en sections 2.3.3.2 et 2.3.2.1 respectivement du présent rapport.

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

1.2.2.3.3.2 Mises en service de parcs éoliens et solaires

Tout au long de l'année 2013, EDF Énergies Nouvelles a procédé à des mises en service totales ou partielles de parcs éoliens au Canada (parcs de Massif du Sud et Lac Alfred), au Mexique (parcs de Bii Stinu et d'EDP) et en Turquie (parc de Geycek).

Aux Etats-Unis, EDF Énergies Nouvelles a mis en service les centrales photovoltaïque de Catalina (143 MWc) et biomasse de Pinelands (35,6 MW). Dans le domaine de l'éolien en mer, les 13 premières éoliennes de la centrale de Teesside au Royaume-Uni ont été mises en production en juin 2013.

1.2.2.4 Recherche et développement

1.2.2.4.1 Pose de la première pierre du centre de Saclay

Le 10 octobre 2013, Henri Proglio, Président-Directeur général d'EDF, en présence du premier ministre Jean-Marc Ayrault et du ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie Philippe Martin a posé la première pierre d'EDF Lab à Palaiseau, sur le Campus Paris-Saclay. Implanté sur 12 hectares, le site associera un centre de R&D d'envergure mondiale et le nouveau Campus EDF. Il ouvrira ses portes en 2015. Les équipes du centre de recherche ont pour vocation de préparer les technologies de demain, tandis que celles du centre de formation prépareront les compétences des personnels de l'entreprise. Cette implantation favorisera les échanges avec le monde académique de la formation et de la recherche, ses universités et ses grandes écoles.

1.2.2.4.2 Ouverture du 1er laboratoire européen dédié aux *smart grids*

Le 13 septembre 2013, EDF a inauguré Concept Grid, une plate-forme expérimentale unique au monde destinée à anticiper et accompagner l'évolution des systèmes électriques vers les *smart grids*. Implanté sur le site R&D des Renardières (77), Concept Grid offre la possibilité de conduire grandeur nature des stress tests complexes, qu'il serait impossible de réaliser sur le réseau réel.

Le Groupe a également lancé le projet Smart Electric Lyon, qui a pour objectif de tester en grandeur réelle une large gamme de solutions s'appuyant sur les avancées des technologies de l'information et de la communication. Ces solutions visent à maîtriser les consommations électriques, améliorer le confort de vie à la maison et accroître la performance des entreprises et des collectivités. Les solutions ont commencé à être testées par 25 000 foyers lyonnais, une centaine d'entreprises et collectivités locales, dans leur habitat, leur entreprise ou leur collectivité.

1.2.2.5 Environnement réglementaire

1.2.2.5.1 France

1.2.2.5.1.1 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume de 64,4 TWh pour 2013, soit une progression de 3,4 TWh par rapport à 2012. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1er 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 environ 74,2 TWh.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1er 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.

1.2.2.5.1.2 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF [1]. Cette taxe, assise sur la consommation d'électricité, est collectée directement auprès du consommateur final. Elle s'est élevée à 13,5 €/MWh en 2013. Elle a depuis augmenté de 3 €/MWh au 1er janvier 2014, s'établissant ainsi à 16,5 €/MWh.

L'accord signé par EDF et les pouvoirs publics début 2013 prévoit un remboursement progressif d'ici au 31 décembre 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe (soit un total d'environ 4,9 milliards d'euros).

Début 2013, certains tarifs d'achat du photovoltaïque ont été majorés ; une prime de 10 % a été mise en place pour les panneaux assemblés en Europe et certains tarifs baisseront moins vite à volume donné. Ces nouvelles dispositions font baisser les tarifs d'achat pour les nouveaux projets selon la puissance cumulée des demandes de raccordements. L'objectif national d'un raccordement de 500 MW par an a été doublé à 1 000 MW par an.

Au cours du premier trimestre 2013, la CRE a initié différents appels d'offres pour de nouvelles installations éoliennes en mer (1 000 MW) et pour des installations photovoltaïques de puissance supérieure à 100 kW. Ces installations bénéficieront d'un tarif d'achat dont le surcoût par rapport au prix de marché sera compensé par la CSPE.

La loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (loi Brottes) publiée au Journal officiel du 15 avril 2013 a rendu possible un élargissement du nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité (TPN) ; fin 2013, 1,5 million de foyers bénéficiaient du TPN contre 1 million en 2012. Le décret correspondant (décret n° 2013-1031) a été publié le 16 novembre 2013. La loi prévoit également la compensation par la CSPE d'une prime versée aux opérateurs d'effacement.

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 contribution.

Sur l'exercice 2013, EDF a enregistré un montant de 5 103 millions d'euros de charges, en hausse de 8,9 % par rapport à 2012, le développement des énergies renouvelables et la faiblesse des prix de marché ayant fait croître le coût de ces énergies. Les recettes se sont élevées à 4 652 millions d'euros, en hausse de 40 % par rapport à 2012. L'écart entre charges comptabilisées et recettes perçues par EDF au titre du mécanisme CSPE pour l'année 2013 est de 451 millions d'euros.

Le 9 octobre 2013, la CRE a publié sa délibération annuelle contenant l'estimation du niveau de CSPE pour 2014. Elle estime que les charges prévisionnelles du mécanisme seront de 6 186 millions d'euros, contre 5 128 millions d'euros pour 2013. Compte tenu de la fixation de la CSPE à 16,5 €/MWh pour 2014, les contributions recouvrées ont été estimées à 6 187 millions d'euros, permettant ainsi de stabiliser le déficit du mécanisme en 2014, hors couverture des coûts de portage.

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

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'Etat a annulé la composante distribution des troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE 3) qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les ministres de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE et devaient s'appliquer à la période allant du 1er 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 1er 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 1er août 2013 au 31 décembre 2013 (« TURPE 3 ter ») qui se traduit par une augmentation de 2,1 % au 1er août 2013 par rapport à la période du 1er juin au 31 juillet 2013.

1. *Les Entreprises locales de distribution (ELD) et Electricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.*

Le 9 juillet 2013, la CRE a lancé sa consultation sur les tarifs de distribution devant entrer en vigueur au 1er janvier 2014 pour une durée d'environ 4 ans, dit TURPE 4 HTA-BT.

La délibération de la CRE du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1er janvier 2014 a été publiée au Journal officiel du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1er janvier 2014 puis devraient évoluer selon l'inflation chaque 1er août de 2014 à 2017.

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.

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 1er 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.

1.2.2.5.1.4 Rapport de la CRE sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF

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

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

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

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

Elle en a déduit que l'évolution des tarifs à envisager à l'été 2013 pour couvrir les coûts estimés par la CRE sur l'année 2013 se situait entre 9,6 % et 6,8 % pour les tarifs bleus (respectivement sans ou avec une hypothèse d'un allongement comptable de 10 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires en 2013). En outre, la CRE a calculé que les tarifs réglementés de 2012 n'avaient pas couvert les coûts constatés en 2012 (écart de 1,47 milliards d'euros).

1.2.2.5.1.5 Réforme des régimes de retraite (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 1er avril au 1er octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, l'impact de ses dispositions a été pris en compte dans l'évaluation des engagements du Groupe au 31 décembre 2013. Les effets des deux mesures principales citées ci-dessus, qui constituent des modifications de régime, ont un effet favorable de 472 millions d'euros sur le résultat d'exploitation du Groupe.

1.2.2.5.2 Royaume-Uni

Le 27 juin 2013, dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité entamée courant 2012, le ministre britannique de l'Énergie et du changement climatique a présenté au Parlement la stratégie à long terme du Gouvernement en matière de construction, de réparation et de renouvellement des infrastructures électriques majeures au Royaume-Uni. Le ministère des finances britannique a annoncé également que la centrale Hinkley Point C serait éligible à la garantie gouvernementale sous l'égide du département *Infrastructure UK*[1].

Après examen au Parlement tout au long de l'année 2013, le projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité a reçu la sanction royale *(Royal assent*) le 18 décembre 2013.

1.2.2.5.3 Belgique

Après de fortes modifications en 2012, le contexte réglementaire a continué à évoluer en 2013.

La taxe nucléaire prélevée sur les exploitants et propriétaires d'installations de production d'électricité d'origine nucléaire en Belgique est passée de 250 millions d'euros en 2011 à 550 millions d'euros en 2012, puis à 481 millions d'euros en 2013. EDF Luminus et EDF Belgium ont déposé un recours fin juin 2013 contre cette taxe devant la Cour Constitutionnelle.

Fin 2011, la CREG[2] avait approuvé les nouveaux tarifs d'Elia (gestionnaire du réseau de transport électrique), pour la période 2012-2015, qui intègrent un tarif d'injection désormais à la charge des producteurs. Ces tarifs ont été revus à la baisse en 2013 suite à une contestation des producteurs devant la Cour d'Appel.

La loi du 18 décembre 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire a posé les principes d'une convention tripartite entre Electrabel, EDF et l'Etat belge, définissant les modalités de la prolongation de Tihange 1 jusqu'en 2025, en particulier une redevance due par les propriétaires à l'Etat.

Dans un contexte où les conditions de marché de l'électricité se sont durcies en 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.

Le gouvernement belge prépare la mise en œuvre d'une réserve stratégique via un appel d'offres lancé auprès des centrales thermiques ayant annoncé leur fermeture, temporaire ou définitive, pour sécuriser l'approvisionnement du pays pendant les périodes d'hiver. Les industriels qui acceptent de réduire leur consommation pendant les pics de consommation pourront également participer à cette mise en concurrence. Les offres les plus intéressantes seront retenues, après approbation de la CREG sur le caractère raisonnable des prix. Les centrales inclues dans cette réserve recevront alors une rémunération qui couvrira leurs coûts fixes.

Un accord destiné à protéger le consommateur a été signé entre le gouvernement belge et l'ensemble des fournisseurs d'électricité et de gaz en Belgique stipulant de nouvelles obligations contractuelles ou rappelant certaines obligations légales pour les fournisseurs.

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

1.2.2.5.4 Hongrie

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

1. *Infrastructure UK : un des départements du Ministère des finances britannique responsable des questions d'investissement dans les infrastructures.*
2. *CREG : Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz en Belgique.*

1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2013

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2013 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France, Royaume-Uni, Italie, Autre International et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Les données 2012 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée (impact de -41 millions d'euros sur le résultat net part du Groupe) et du changement de présentation des activités DVAS d'EDF Énergies Nouvelles sans impact sur l'EBE du Groupe (diminution du chiffre d'affaires de 551 millions d'euros, des autres consommations externes de 369 millions d'euros et augmentation des autres produits et charges opérationnels pour 182 millions d'euros).

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité
Chiffre d'affaires	75 594	72 178
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	(37 098)
Autres consommations externes	(9 027)	(9 718)
Charges de personnel	(11 879)	(11 710)
Impôts et taxes	(3 533)	(3 287)
Autres produits et charges opérationnels	5 293	5 633
Excédent brut d'exploitation (EBE)	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	(1 012)	(752)
Autres produits et charges d'exploitation	388	(5)
Résultat d'exploitation	8 411	8 159
Résultat financier	(3 089)	(3 334)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 322	4 825
Impôts sur les résultats	(1 942)	(1 573)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	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)		
Résultat net par action	1,84	1,77
Résultat net dilué par action	1,84	1,77

1.3.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 4,7 % et en croissance organique de 2,9 %.

1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 594	72 178	3 416	+4,7	+2,9

Le chiffre d'affaires s'élève à 75 594 millions d'euros en 2013, en croissance de 3 416 millions d'euros (+4,7 %). Hors effets de change (-591 millions d'euros) résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro et hors effets de périmètre (+1 907 millions d'euros) liés pour l'essentiel à la prise de contrôle d'Edison, la croissance organique est de +2,9 %.

1.3.1.2. Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	40 210	39 120	1 090	+2,8	+2,8
Royaume-Uni	9 782	9 739	43	+0,4	+5,1
Italie	12 875	10 098	2 777	+27,5	+2,6
Autre International	7 841	7 976	(135)	-1,7	+0,2
Autres activités	4 886	5 245	(359)	-6,8	+4,4
Total hors France	35 384	33 058	2 326	+7,0	+3,1
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**75 594**	**72 178**	**3 416**	**+4,7**	**+2,9**

En 2013, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 46,8 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 45,8 % en 2012.

1.3.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 40 210 millions d'euros, en croissance organique de 2,8 % par rapport à 2012.

La croissance du chiffre d'affaires résulte d'une part de l'augmentation des volumes vendus aux clients finals, portée par un effet climat (+8,0 TWh) pour 602 millions d'euros et d'autre part, des hausses de tarifs de l'électricité survenues en juillet 2012 et en août 2013 pour 780 millions d'euros. Les ventes de gaz aux clients finals augmentent de 123 millions d'euros.

Au 31 décembre 2013, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 79,7 %, en retrait de -0,3 point par rapport à fin 2012. La part de marché gaz naturel s'élève à 4,4 %, en augmentation de 0,1 point par rapport à fin 2012.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités Production et Commercialisation (non régulées)[1], activités de réseaux[2] et activités insulaires[3]

(en millions d'euros)	2013	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	40 210	39 120	1 090	+2,8
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	38 007	37 001	1 006	+2,7
Activités de réseaux	13 807	13 309	498	+3,7
Activités insulaires	931	907	24	+2,6
Éliminations	(12 535)	(12 097)	(438)	

La hausse de 2,7 % du chiffre d'affaires des activités Production et Commercialisation (non régulées) s'explique à la fois par l'impact favorable des hausses de volumes, tirées pour l'essentiel par le climat et par l'augmentation des tarifs.

Le chiffre d'affaires des activités réseaux augmente de 3,7 % sous l'effet conjugué des hausses des tarifs et des volumes acheminés du fait d'un hiver 2013 plus rigoureux qu'en 2012.

1. *Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.*
2. *Activités qui ne regroupent plus que les activités de Distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité Transport au 31 décembre 2010. Les activités de Réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.*
3. *Activités de production, de commercialisation et de distribution insulaires d'EDF (SEI et PEI).*

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2013 à 403,7 TWh contre 404,9 TWh en 2012, soit -1,2 TWh. Ce léger recul s'explique par un programme d'arrêts plus important qu'en 2012. Le coefficient de disponibilité s'établit à 78,0 % en 2013, en diminution par rapport à 2012 (79,7 %).

La production hydraulique s'élève à 42,6 TWh, en amélioration par rapport à 2012 (+8,0 TWh) du fait de conditions hydrologiques favorables (voir conditions climatiques en section 1.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 15,6 TWh, soit +0,7 TWh par rapport à 2012. Cette évolution est essentiellement liée à un écart entre les prix de l'électricité et ceux des combustibles fossiles plus favorable à la production thermique à flamme.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend Eurodif et les Entreprises locales de distribution) sont en progression de +2,7 TWh, dont +8,0 TWh liés au différentiel de températures. Les effets de l'extinction du mécanisme des VPP[1], déjà initiés en 2012, représentent un recul des ventes aux VPP de 18 TWh par rapport à 2012. Par ailleurs, la fourniture d'électricité en application de la loi NOME a représenté un volume de 64,4 TWh.

EDF est passé d'une situation d'acheteur net sur les marchés de gros pour 25,4 TWh en 2012 à une situation de vendeur net en 2013 à hauteur de 2,4 TWh.

1.3.1.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9 782 millions d'euros en 2013, stable par rapport à 2012 et en croissance organique de 5,1 %. Elle inclut un effet de change défavorable de -437 millions d'euros par rapport à 2012.

L'augmentation du chiffre d'affaires s'explique par des effets prix favorables, notamment portés par des prix de vente en hausse sur les marchés de gros, et par une augmentation de la production nucléaire de 0,5 TWh par rapport à 2012.

Les volumes d'électricité vendus sur les marchés de gros ont progressé, en application de l'engagement pris envers la Commission européenne[2]. Ces effets sont partiellement compensés par la baisse des ventes structurées, résultant de l'arrivée à échéance de contrats historiques de British Energy.

1.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie**[3] au chiffre d'affaires du Groupe est de 12 875 millions d'euros, en progression de 27,5 % et en croissance organique de 2,6 %.

Le chiffre d'affaires d'Edison s'établit à 12 451 millions d'euros, en augmentation de 2 834 millions d'euros par rapport à 2012 compte-tenu d'un effet périmètre dû à la prise de contrôle exclusif d'Edison. En dépit d'un marché italien marqué par une contraction de la demande électrique et gazière, à périmètre et change constants, le chiffre d'affaires progresse de 320 millions d'euros.

Dans les activités électriques, la croissance du chiffre d'affaires bénéficie d'une augmentation des volumes de ventes sur le marché de gros.

Dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires, stable en organique, reflète la contraction des prix de vente moyens et des consommations thermoélectriques compensée par une hausse des volumes de vente aux clients résidentiels et industriels ainsi que sur le marché de gros.

Le chiffre d'affaires de Fenice, de 424 millions d'euros, est en baisse organique de 11,3 % par rapport à 2012, soit -54 millions d'euros, en lien avec leur activité en Italie.

1.3.1.2.4 Autre International

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

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 841 millions d'euros en 2013, en diminution de 135 millions d'euros par rapport à 2012 soit -1,7 %. Hors effets de périmètre (-36 millions d'euros) et de change (-111 millions d'euros), le chiffre d'affaires est stable en organique (+0,2 %) par rapport à 2012.

Cette stabilité est l'effet d'évolutions contrastées selon les pays.

Au **Brésil**, le chiffre d'affaires de 415 millions d'euros présente une hausse organique de 16,3 % qui provient en majeure partie de la révision tarifaire annuelle. Aux **Etats-Unis**, le chiffre d'affaires s'établit à 589 millions d'euros, la hausse organique de 8,2 % par rapport à 2012 étant liée à une hausse de la production du fait d'une réduction des arrêts par rapport à 2012.

En revanche, le chiffre d'affaires de la **Pologne** présente une baisse organique de 5,9 % qui résulte d'une diminution des prix d'électricité et des certificats verts (liés à l'activité biomasse). En **Autriche,** la baisse organique de 10,2 % constatée sur le chiffre d'affaires s'explique par la très forte activité d'optimisation du portefeuille clients en 2012.

1.3.1.2.5 Autres activités

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

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 4 886 millions d'euros en 2013, en diminution de 359 millions d'euros (-6,8 %) et en croissance organique de 4,4 % par rapport à 2012. L'effet périmètre s'élève à -548 millions d'euros, soit -10,4 %, en raison de la prise en compte sur 10 mois du chiffre d'affaires 2013 de filiales du groupe Dalkia destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 28,1 % par rapport à 2012. Cette croissance reflète principalement l'impact en année pleine des mises en service de centrales fin 2012, notamment aux Etats-Unis et au Canada.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**[4] est stable par rapport à 2012.

Le chiffre d'affaires d'**Électricité de Strasbourg** est en augmentation organique de 4,5 % par rapport à 2012, qui s'explique principalement par un effet volume sur les ventes d'électricité.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est stable par rapport à 2012 en organique.

1. *Virtual Power Plant – mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à 3 ans.*
2. *En application des engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations : vente d'électricité sur le marché de gros britannique pour un volume compris entre 5 et 10 TWh par an pendant la période 2012 à 2015.*
3. *Groupes Edison et Fenice.*
4. *Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.*

1.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 4,8 % et en croissance organique de 5,5 %.

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 594	72 178	3 416	+4,7	+2,9
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	(37 098)	(2 585)	+7,0	+2,3
Autres consommations externes	(9 027)	(9 718)	691	-7,1	-5,5
Charges de personnel	(11 879)	(11 710)	(169)	+1,4	+2,6
Impôts et taxes	(3 533)	(3 287)	(246)	+7,5	+7,8
Autres produits et charges opérationnels	5 293	5 633	(340)	-6,0	-5,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**16 765**	**15 998**	**767**	**+4,8**	**+5,5**

1.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 16 765 millions d'euros en 2013, en augmentation de 4,8 % par rapport à 2012. Retraité des effets de périmètre pour +17 millions d'euros et des effets de change défavorables de -134 millions d'euros résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, la croissance organique est de +5,5 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 39 683 millions d'euros en 2013, en progression de 2 585 millions d'euros par rapport à 2012 (+7,0 %) et en hausse organique de 2,3 %.

En **France,** le coût du combustible nucléaire étant légèrement supérieur à l'exercice précédent, la hausse organique de 279 millions d'euros (+1,7 %) s'explique essentiellement par :

- une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs 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 ;
- la fin des allocations gratuites de CO_2.

Au **Royaume-Uni**, la hausse organique de 334 millions d'euros (+6,3 %) s'explique également par la fin des allocations gratuites de CO_2, ainsi que par la hausse du coût de l'énergie et des tarifs de transport.

En **Italie**, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 203 millions d'euros en organique (+2,4 %) en lien avec la hausse des volumes vendus chez Edison.

Les **autres consommations externes** ddu Groupe s'élèvent à 9 027 millions d'euros, en diminution de 691 millions d'euros par rapport à 2012 (-7,1 %) et en baisse organique de 530 millions d'euros (-5,5 %), due à la diminution constatée en **France**, suite en particulier à un renforcement du schéma de gestion relatif aux tranches nucléaires ayant permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courantes et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 11 879 millions d'euros, en augmentation de 169 millions d'euros par rapport à 2012. La variation organique est de +2,6 %. Cette variation concerne essentiellement la France, où les charges de personnel s'élèvent à 9 024 millions d'euros, en croissance organique de 3,1 % par rapport à 2012 compte tenu principalement de l'augmentation des effectifs.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 533 millions d'euros en 2013, en augmentation de 246 millions d'euros par rapport à 2012 soit +7,5 % (+7,8 % en croissance organique). Cette variation inclut une hausse des impôts et taxes en France supportés par l'activité Production.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 5 293 millions d'euros en 2013, en diminution de 340 millions d'euros par rapport à 2012 et en variation organique de -5,9 %. En **France,** les autres produits et charges opérationnels varient légèrement de +1,8 %. Au **Royaume-Uni,** les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 60 millions d'euros compte tenu principalement de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy. Les autres produits et charges opérationnels du segment **Autres activités** avaient enregistré en 2012 l'effet favorable d'opérations immobilières et de renégociations de contrats d'assurance sans équivalent en 2013.

1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	10 778	9 853	925	+9,4	+9,4
Royaume-Uni	1 992	2 047	(55)	-2,7	+2,0
Italie	1 098	1 019	79	+7,8	-5,8
Autre International	1 128	1 066	62	+5,8	+9,8
Autres activités	1 769	2 013	(244)	-12,1	-6,3
Total hors France	5 987	6 145	(158)	-2,6	-0,7
EBE GROUPE	**16 765**	**15 998**	**767**	**+4,8**	**+5,5**

1.3.2.2.1 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 10 778 millions d'euros, en augmentation faciale et organique de 9,4 % par rapport à 2012. Cette contribution représente 64,3 % de l'EBE du Groupe en 2013, contre 61,6 % en 2012.

Ventilation[1] de l'EBE du segment France entre activités Production et Commercialisation (non régulées), activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**10 778**	**9 853**	**925**	**+9,4**
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	6 705	6 155	550	+8,9
Activités de réseaux	3 641	3 428	213	+6,2
Activités insulaires	432	270	162	+60,0

L'EBE des activités Production et Commercialisation (non régulées) augmente de 8,9 %.

Cette évolution intègre essentiellement les effets favorables suivants : amélioration de la production hydraulique (367 millions d'euros), effet climat favorable (224 millions d'euros) par rapport à 2012 essentiellement dû à la vague de froid de février 2012 qui avait suscité un pic de demande satisfaite à un coût élevé et hausse de la part énergie hors acheminement des tarifs réglementés de vente (+688 millions d'euros). Ces effets sont partiellement compensés par un calendrier des arrêts des centrales nucléaires moins favorable (-244 millions d'euros), la fin des allocations gratuites de CO_2 (-164 millions d'euros) et la croissance des effectifs (-125 millions d'euros).

L'EBE des activités de réseaux est en progression de 6,2 %, en raison des effets favorables du climat et de la baisse des prix de marché de l'électricité sur les achats de pertes.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 162 millions d'euros (+60,0 %) en raison de la progression de la marge brute liée à la mise en service de plusieurs centrales en 2013 ainsi que de la stabilité des charges d'exploitation.

1.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe, incluant l'impact de la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy, est de 1 992 millions d'euros en 2013, en diminution de 2,7 % par rapport à 2012 du fait d'un effet change défavorable (-92 millions d'euros) et en croissance organique de 2,0 %.

Hors effet défavorable lié à la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy (notamment des contrats de vente d'électricité), l'EBE est en croissance organique de 4,1 %.

L'EBE bénéficie de l'effet marge favorable lié à des prix de vente sur les marchés de gros plus élevés qu'en 2012, ainsi que de la bonne performance opérationnelle caractérisée notamment par une production nucléaire à 60,5 TWh en amélioration par rapport à 2012 (60,0 TWh) et une production thermique charbon stable par rapport à 2012. Par ailleurs, l'EBE enregistre l'effet défavorable de la fin des allocations gratuites de CO_2 en 2013.

1.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 098 millions d'euros, en progression de 7,8 % par rapport à 2012 mais en baisse organique de 5,8 %.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 1 007 millions d'euros en 2013 contre 918 millions d'euros en 2012, en décroissance organique de 49 millions d'euros, soit -5,3 %.

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

Malgré la conclusion favorable de l'arbitrage sur la révision de prix du contrat gaz algérien en avril 2013 et les accords conclus en juillet 2013 sur les contrats qatari et algérien, l'EBE des activités hydrocarbures est en baisse par rapport à 2012. Cette évolution traduit la persistance de la forte dépression sur les prix du gaz européen ainsi que la contraction de l'activité d'exploration et production qui avait atteint un niveau historiquement élevé en 2012. Edison poursuit ses renégociations avec les fournisseurs gaziers pour lesquels un accord n'a pas encore été trouvé afin de restaurer le niveau de ses marges.

Fenice a contribué à hauteur de 91 millions d'euros à l'EBE du Groupe en 2013, en diminution organique de 10 millions d'euros, en liaison avec la baisse constatée sur le chiffre d'affaires.

1.3.2.2.4 Autre International

L'EBE du segment **Autre International** s'élève à 1 128 millions d'euros en 2013, en augmentation de 5,8 % par rapport à 2012 et de 9,8 % en organique.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 52 millions d'euros. Il enregistre les effets défavorables de la baisse des tarifs d'électricité et de gaz en réaction au positionnement agressif de la concurrence, que compense partiellement la diminution des charges d'exploitation.

Aux Etats-Unis, l'EBE est en croissance organique (+62 millions d'euros) par rapport à 2012, ce qui s'explique essentiellement par la hausse de la production nucléaire du fait du moindre nombre de jours d'arrêts programmés.

1. *Ventilation explicitée dans la partie 1.3.1.2.1.*

Le segment enregistre par ailleurs l'effet favorable de la plus-value de cession de SSE.

En **Pologne**, l'EBE est en croissance organique de 57 millions d'euros en raison de coûts liés au projet de centrale thermique à charbon supercritique de Rybnik en 2012 sans équivalent en 2013.

1.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 769 millions d'euros, en baisse organique par rapport à 2012 (-6,3 %).

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 773 millions d'euros. La progression organique de 23,3 % par rapport à 2012 est tirée par l'activité Production, en raison principalement des mises en service 2013 et de l'effet en année pleine des mises en service 2012, situées pour l'essentiel en Amérique du Nord. L'activité DVAS est soutenue en 2013 bien qu'en recul par rapport au niveau exceptionnel de 2012.

L'EBE d'**EDF Trading** est stable par rapport à 2012 du fait de la stabilité de la marge de trading (cf. § 1.3.1.2.5).

L'EBE de **Dalkia** diminue de 35 millions d'euros par rapport à 2012, la croissance organique étant compensée par un effet périmètre dû au reclassement en « Actifs détenus en vue de leur vente » à compter du 28 octobre 2013 (cf. § 1.2.2.1.2).

La baisse organique du segment s'explique essentiellement par les produits liés à des opérations immobilières et à des renégociations de contrats d'assurance, enregistrés en 2012 et sans équivalent en 2013.

1.3.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en augmentation de 3,1 %.

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**16 765**	**15 998**	**767**	**+4,8**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading	14	(69)	83	-120,3
Dotations aux amortissements	(7 516)	(6 849)	(667)	+9,7
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(228)	(164)	(64)	+39,0
(Pertes de valeur)/reprises	(1 012)	(752)	(260)	+34,6
Autres produits et charges d'exploitation	388	(5)	393	n.s.
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**8 411**	**8 159**	**252**	**+3,1**

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 411 millions d'euros en 2013, en augmentation de 252 millions d'euros par rapport à 2012. Cette hausse s'explique principalement par l'évolution positive de l'EBE et des autres produits et charges d'exploitation, partiellement compensée par l'augmentation des dotations aux amortissements et des pertes de valeurs.

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

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading passent de -69 millions d'euros en 2012 à +14 millions d'euros en 2013. Les évolutions positives sont principalement localisées dans le segment **Autres activités**.

1.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en augmentation par rapport à 2012 (+9,7 %).

La **France** enregistre une augmentation des dotations aux amortissements de 512 millions d'euros, notamment liée aux remplacements de gros composants de centrales nucléaires, aux travaux d'investissement sur les centrales en exploitation et aux investissements réalisés dans la distribution.

Au **Royaume-Uni**, les dotations aux amortissements sont stables.

En **Italie**, la hausse des dotations aux amortissements (+96 millions d'euros) est principalement due à un effet périmètre lié à la prise de contrôle d'Edison en 2012.

Chez **EDF Énergies Nouvelles**, la mise en service des parcs de production conduit à une hausse des dotations aux amortissements de 60 millions d'euros.

1.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

L' augmentation de 64 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2013 par rapport à 2012 est essentiellement attribuable à ERDF.

1.3.3.4 Pertes de valeur / reprises

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

En 2013, les pertes de valeur s'élèvent à 1 012 millions d'euros et concernent pour l'essentiel la Belgique pour 229 millions d'euros notamment sur une centrale de production thermique d'EDF Luminus, la centrale de Sloe aux Pays-Bas pour 174 millions d'euros compte tenu de la dégradation à long terme des *spark spread*[1], CENG pour 146 millions d'euros dus principalement à une nouvelle détérioration des perspectives sur les prix à terme de l'électricité aux Etats-Unis et la Pologne pour 125 millions d'euros en raison de la suspension du projet de centrale thermique à charbon supercritique.

1.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation représentent un produit net de 388 millions d'euros en 2013 contre une charge nette de 5 millions d'euros en 2012.

En 2012, ils incluaient essentiellement :

- une charge nette de (70) millions d'euros relative à la révision à la hausse des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires françaises à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A) et à la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé ;
- un produit de 160 millions d'euros concernant ERDF et résultant d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT[2] (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment) ;
- Par ailleurs, l'application de la norme IFRS 3 révisée s'était traduite par la comptabilisation en Autres produits et charges d'exploitation dans le cadre de la prise de contrôle d'Edison :
  - d'un résultat de cession de (1 090) millions d'euros lié à la quote-part anciennement détenue ;
  - d'un goodwill négatif de 1 023 millions d'euros.

En 2013, ils comprennent pour l'essentiel :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France détaillée au § 1.2.2.5.1.5 ;
- des charges de restructuration pour 60 millions d'euros relatives aux activités du Groupe en Belgique, aux Etats-Unis et dans certains pays d'Europe centrale.

1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 403)	(2 443)	40	-1,6
Effet de l'actualisation	(2 982)	(3 261)	279	-8,6
Autres produits et charges financiers	2 296	2 370	(74)	-3,1
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 089)**	**(3 334)**	**245**	**-7,3**

Le résultat financier représente une charge de 3 089 millions d'euros en 2013, en amélioration de 245 millions d'euros par rapport à 2012. Cette évolution s'explique par :

- coût de l'endettement financier brut : la baisse de 1,6 % est liée à la diminution de la dette brute moyenne du Groupe ;
- effet de l'actualisation : le recul de 279 millions d'euros des charges d'actualisation s'explique principalement par la révision du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France effectuée en 2012, sans équivalent en 2013 ;
- autres produits et charges financiers : la variation défavorable est liée pour l'essentiel au produit financier 2012 de 629 millions d'euros correspondant à la compensation du coût de portage lié au déficit cumulé du mécanisme CSPE, sans équivalent en 2013, partiellement compensé par une hausse des plus-values de cession des actifs dédiés.

1.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 942 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt (TEI) de 36,5 % en 2013. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 32,6 % en 2012.

Le taux effectif d'impôt observé est affecté à la hausse par les pertes de valeur ; retraité de ces éléments, il s'établit en 2013 et en 2012 respectivement à 33,7 % et à 29,1 %.

La hausse du TEI entre 2012 et 2013 s'explique notamment par les impacts défavorables des lois de finances en France de 2012 et 2013, qui ont conduit notamment à une hausse du taux d'impôt à 38,0 % contre 36,1 % en 2012.

1. *Différence entre le prix de marché de l'électricité et le coût de revient d'une centrale, celle de Sloe fonctionnant au gaz naturel.*
2. *HTA-BT : Haute tension A – Basse tension.*

1.3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 375 millions d'euros en 2013, contre un produit de 261 millions d'euros en 2012. Cette augmentation s'explique essentiellement par la croissance du résultat de RTE par rapport à 2012.

1.3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle (anciennement Intérêts minoritaires) s'élève à 238 millions d'euros en 2013, stable par rapport à 2012. Il concerne principalement la participation détenue dans les activités nucléaires existantes au Royaume-Uni par Centrica.

1.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 517 millions d'euros en 2013, en hausse de 242 millions d'euros par rapport à 2012, soit +7,4 %.

1.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant[1] s'établit à 4 117 millions d'euros en 2013, en diminution de 1,4 % par rapport à 2012.

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

   Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts en 2013 s'élèvent à -600 millions d'euros ; ils se composent de :

   - *-615 millions d'euros de pertes de valeur et reprises de provisions ;*
   - *+15 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading.*

   Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts étaient de -900 millions d'euros en 2012.

1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

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

En 2013, le Groupe a modifié son analyse de l'évolution de l'endettement financier net. Dans le cadre de ses opérations, le Groupe effectue à la fois des investissements et des cessions portant sur des immobilisations corporelles et incorporelles et des titres. L'ensemble de ces transactions forme un tout géré globalement, dont l'impact sur la dette constitue les « investissements nets hors opérations stratégiques ». En outre, les opérations relatives à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe sont identifiées en « investissements nets sur opérations stratégiques ». Par ailleurs, les dotations et retraits sur actifs dédiés constituent une composante importante de l'évolution de l'endettement financier net. Ils ont donc été isolés et sont analysés spécifiquement. Le nouveau format d'analyse fait donc apparaître un solde intermédiaire appelé « cash flow avant dividendes » qui tient compte des investissements nets ainsi que des dotations et retraits sur actifs dédiés.

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

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité [5]	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**16 765**	**15 998**	**767**	**4,8**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(263)	(629)	366	
Frais financiers nets décaissés	(1 799)	(1 634)	(165)	
Impôt sur le résultat payé	(1 979)	(1 586)	(393)	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	249	165	84	
Cash flow opérationnel [1]	**12 973**	**12 314**	**659**	**5,4**
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 783)	(2 390)	607	
Investissements nets hors opérations stratégiques [2]	(12 268)	(11 808)	(460)	
Cash flow après investissements nets hors opérations stratégiques et variation de BFR net	**(1 078)**	**(1 884)**	**806**	
Investissements nets sur opérations stratégiques [3]	834	(3 040)	3 874	
Actifs dédiés	2 443	(683)	3 126	
Cash flow avant dividendes [4]	**2 199**	**(5 607)**	**7 806**	
Dividendes versés en numéraire	(2 565)	(2 355)	(210)	
Cash flow après dividendes	**(366)**	**(7 962)**	**7 596**	
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	6 125	-	6 125	
Autres variations monétaires	(96)	(119)	23	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**5 663**	**(8 081)**	**13 744**	
Effet de la variation de change	406	(137)	543	
Autres variations non monétaires	44	(72)	116	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	**6 113**	**(8 290)**	**14 403**	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	**41 575**	**33 285**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**35 462**	**41 575**		

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

(2) Les investissements nets hors opérations stratégiques correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers.

(3) Les investissements nets sur opérations stratégiques correspondent aux opérations relatives à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe.

(4) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement, investissements nets hors opérations stratégiques (voir note 2) et sur opérations stratégiques (voir note 3) et dotations et retraits sur actifs dédiés.

(5) Données 2012 retraitées pour intégrer le changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel (IAS 19 révisée) ; les lignes « EBE » et « Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE » sont retraitées d'un montant de –86 millions d'euros et de +86 millions d'euros respectivement.

1.4.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 12 973 millions d'euros à fin décembre 2013, contre 12 314 millions d'euros à fin décembre 2012, soit une augmentation de 659 millions d'euros et de +5,4 %.

Cette variation s'explique essentiellement par la hausse de l'EBE (+767 millions d'euros) partiellement compensée par la hausse de l'impôt payé sur le résultat (-393 millions d'euros) et par la hausse des frais financiers nets décaissés (-165 millions d'euros). La diminution des charges d'intérêts (+125 millions d'euros) est plus que compensée par la variation des intérêts courus non échus (-222 millions d'euros).

1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'est accru de 1 783 millions d'euros sur l'année 2013. Cette variation s'explique principalement par :

- la hausse des stocks (+690 millions d'euros), essentiellement due à un effet prix sur les combustibles nucléaires ;
- l'acquisition de droits d'émission de CO_2 au Royaume-Uni et en France (+336 millions d'euros) suite au changement de législation en 2013 ;
- les hausses tarifaires du 1er aout 2013 pour 188 millions d'euros ;
- la baisse des dettes fournisseurs liées aux obligations d'achat pour 148 millions d'euros, essentiellement due à un effet volume.

1.4.3 Investissements nets hors opérations stratégiques

Les investissements nets hors opérations stratégiques s'établissent à 12 268 millions d'euros en 2013, contre 11 808 millions d'euros en 2012 et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	**2013**	2012 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités Production et Commercialisation (non régulées)	5 347	4 348	999	+23,0
Activités de réseaux	3 074	2 887	187	+6,5
Activités insulaires	424	772	(348)	-45,1
France	**8 845**	**8 007**	**838**	**+10,5**
Royaume-Uni	1 172	1 364	(192)	-14,1
Italie	312	442	(130)	-29,4
Autre International	711	493	218	+44,2
International	**2 195**	**2 299**	**(104)**	**-4,5**
Autres activités	**1 228**	**1 502**	**(274)**	**-18,2**
INVESTISSEMENTS NETS HORS OPÉRATIONS STRATÉGIQUES	**12 268[1]**	**11 808**	**460**	**+3,9**

L'augmentation des investissements nets hors opérations stratégiques en France est de 838 millions d'euros, soit +10,5 %.

- Concernant les **activités Production et Commercialisation (non régulées),** l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire (+989 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine. Cette augmentation est due aux dépenses engagées pour améliorer la performance des tranches nucléaires, et à l'amélioration du schéma de gestion qui a permis un meilleur suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés ;
- Les investissements augmentent de +187 millions d'euros dans les **activités de réseaux,** principalement dans les raccordements utilisateurs et les *smart grids* ;
- Le ralentissement des investissements dans les **activités insulaires** s'explique par les mises en service effectuées en 2013 ou prévues en 2014 de plusieurs centrales thermiques ;

Les investissements nets hors opérations stratégiques à l'**International** diminuent de -104 millions d'euros, soit -4,5 % :

- Au **Royaume-Uni,** la diminution de -192 millions d'euros (-14,1 %) s'explique notamment par la diminution des investissements nets hors opérations stratégiques liés aux énergies renouvelables pour -138 millions d'euros et par la mise en service en 2013 de la centrale thermique de West Burton B (-61 millions d'euros) ;
- En **Italie,** la baisse de -130 millions d'euros des investissements nets hors opérations stratégiques (-29,4 %) s'explique principalement par une diminution des investissements en exploration et production de gaz d'une part (-52 millions d'euros) et en production d'électricité d'autre part (-52 millions d'euros) ;
- Sur la zone **Autre International**, les investissements nets hors opérations stratégiques sont en hausse de +218 millions d'euros en 2013 par rapport à 2012, principalement en Asie Pacifique avec l'augmentation des dépenses liées à la construction de l'EPR de Taishan (+139 millions d'euros).

Les investissements nets hors opérations stratégiques des **Autres activités** sont en baisse de -274 millions d'euros, soit -18,2 %. Cette variation est principalement due à :

- une diminution des investissements nets hors opérations stratégiques chez EDF Énergies Nouvelles ;
- des cessions plus importantes en 2012 qu'en 2013 au sein des filiales immobilières du Groupe.

1. *Ce chiffre comprend en 2013 163 millions d'euros de subventions de raccordement des activités de distribution incluses en Investissements nets sur opérations stratégiques en 2012 (pour 175 millions d'euros).*

1.4.4 Investissements nets sur opérations stratégiques

Les investissements nets sur opérations stratégiques sont des opérations relatives à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe.

En 2012, elles correspondaient à la prise de contrôle d'Edison.

En 2013, ces opérations recouvrent la cession de la centrale de Sutton Bridge pour 196 millions d'euros, conformément à l'engagement pris vis-à-vis de la Commission européenne lors de l'acquisition de British Energy, ainsi que des cessions d'actifs ne correspondant pas au cœur d'activité du Groupe : participations minoritaires dans SSE en Slovaquie pour 376 millions d'euros et dans Veolia pour 262 millions d'euros.

1.4.5 Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 21 737 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements et au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

En 2012, le flux net de 683 millions d'euros correspondait essentiellement aux dotations de l'exercice.

Le flux net 2013 correspond principalement au retrait exceptionnel de +2 407 millions d'euros concomitant à l'affectation de la totalité de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013, cette double opération ayant permis d'atteindre la couverture de 100 % des passifs nucléaires visés par la loi du 28 juin 2006.

Enfin, l'acquisition de TIGF, filiale du groupe Total de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de la France, a été intégralement affectée aux actifs dédiés et financée par eux, générant ainsi un flux net nul.

1.4.6 Cash flow avant dividendes

Le cash flow avant dividendes en 2013 est positif de 2 199 millions d'euros (contre -5 607 millions d'euros en 2012) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 12 973 millions d'euros (cf § 1.4.1) ;
- une consommation de BFR sur 2013 de -1 783 millions d'euros (cf § 1.4.2) ;
- des investissements nets hors opérations stratégiques de -12 268 millions d'euros (cf § 1.4.3) ;
- un effet positif lié aux opérations stratégiques de 834 millions d'euros (cf § 1.4.4) ;
- un effet positif lié aux actifs dédiés de 2 443 millions d'euros (cf § 1.4.5).

L'écart de 7 806 millions d'euros par rapport à 2012 provient essentiellement du retrait exceptionnel d'actifs dédiés en 2013 (+ 2 407 millions d'euros, contre une dotation de 737 millions d'euros en 2012), des opérations stratégiques (+3 874 millions d'euros, notamment du fait de la prise de contrôle d'Edison en 2012) ainsi que de la hausse du cash flow après investissements nets hors opérations stratégiques (+806 millions d'euros).

1.4.7 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (2 565 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2012 pour 1 085 millions d'euros ;
- l'acompte sur 2013 pour 1 059 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 26 novembre 2013 et payé le 17 décembre 2013 à hauteur de 0,57 euros par action ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (318 millions d'euros) ;
- les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (103 millions d'euros).

1.4.8 Cash flow après dividendes

Le cash flow après dividendes est en amélioration de 7 596 millions d'euros par rapport à 2012 et reflète l'évolution du cash flow avant dividendes.

1.4.9 Émission « hybride »

En janvier 2013, le Groupe a lancé une émission « hybride » pour un montant équivalent à 6 125 millions d'euros (nets des coûts de transaction) réparti en plusieurs tranches libellées en plusieurs devises :

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

Le détail de cette émission figure au § 1.6.1.1.2 ci-après.

1.4.10 Effet change

L'effet change (dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro [1]) a un impact favorable de 406 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2013.

1.4.11 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 35 462 millions d'euros au 31 décembre 2013. Il était de 41 575 millions d'euros au 31 décembre 2012, en diminution de 6 113 millions d'euros sur l'année 2013. Cette diminution s'explique principalement par l'émission d'une émission « hybride » en janvier 2013 (6 125 millions d'euros) et le retrait d'actifs dédiés en mars 2013 (2 407 millions d'euros) suite à l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés.

1. *Dépréciation de 2,0 % de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2012 1,2253 €/£ ; 31 décembre 2013 1,1995 €/£*
Dépréciation de 4,0 % du dollar américain face à l'euro : 31 décembre 2012 0,7579 €/$; 31 décembre 2013 0,7251€/$.

1.4.12 Ratios financiers

	2013	2012 (1) proforma	2012 retraité
Endettement financier net / EBE	2,1	2,4 (2)	2,6 (2)
Endettement financier net / (Endettement financier net + capitaux propres) (3)	48 %	56 %	57 %

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

(2) Les ratios 2012 EFN/EBE comprennent au dénominateur le retraitement de l'EBE d'Edison à 100 % et le retraitement lié à l'application de la norme IAS 19 révisée.

(3) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle et retraités suite à l'application de la norme IAS 19 révisée.

1.5. Recherche et Développement

1.5.1 Recherche et Développement, brevets et licences

La Direction Recherche et Développement (R&D) du groupe EDF a pour missions principales de contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles et d'identifier et préparer les relais de croissance à moyen et long terme. En 2013, le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF s'élève à 543 millions d'euros (pour 523 millions d'euros en 2012), dont environ 20 % ont été consacrés à des problématiques environnementales. Ces 20 % de dépenses concernent notamment la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique, la biodiversité ou encore la qualité de l'eau.

Près de 70 % des activités R&D d'EDF sont consacrées annuellement à des projets commandités par les directions opérationnelles et les filiales du Groupe. Le complément est dédié à des actions d'anticipation de moyen et long termes qui s'inscrivent dans les grands axes prioritaires de la R&D. La Direction Recherche et Développement d'EDF compte à fin 2013 plus de 2 000 collaborateurs sur sept sites (trois en région parisienne, un en Allemagne, un au Royaume-Uni, un en Pologne et un en Chine).

La R&D renforce sa capacité à industrialiser et valoriser l'innovation interne et développer une ouverture sur l'innovation externe :

- mieux valoriser l'innovation interne et accélérer le *time to business* par des actions en collaboration avec les métiers visant à accélérer/favoriser la phase d'industrialisation ;
- développer une ouverture sur l'innovation externe et, le cas échéant, mettre en démonstration des innovations externes. Ainsi, EDF est l'investisseur principal d'Electranova Capital, fonds de capital risque pour les start-up spécialisées dans les « cleantech » lancé en mai 2012.

EDF et RTE, sous le contrôle de la CRE et en application des dispositions du troisième Paquet Énergie, ont convenu de faire évoluer les modes de contractualisation d'études et d'essais effectués par la R&D d'EDF pour le compte de RTE. Cette évolution a conduit la R&D d'EDF à racheter en décembre 2013 les laboratoires, propriété de RTE sur le site des Renardières.

Le Conseil d'administration d'EDF a validé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF sur le Campus de Paris-Saclay. Ce centre est destiné à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe, des étudiants en thèse et des stagiaires. EDF donne ainsi une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. Un nouveau centre de formation d'EDF sera implanté à proximité. La réunion en un même lieu du centre de recherche et du centre de formation formera l'ensemble EDF Lab Paris-Saclay dont la cérémonie de pose de la première pierre s'est déroulée le 10 octobre 2013 en présence du Premier ministre. Ce choix positionne EDF comme un acteur de premier plan du Campus de Paris-Saclay et lui permettra de bénéficier d'une dynamique de coopération renforcée avec les établissements d'enseignement supérieur et les centres de recherche publics et privés installés à proximité.

1.5.2 Priorités de la R&D

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

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

Sur le premier axe, les objectifs majeurs sont de pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, de développer les énergies renouvelables et d'examiner la faisabilité industrielle de la capture et du stockage du carbone. L'accident de Fukushima en 2011 a conduit à intensifier la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de fonctionnement, mais aussi à s'intéresser à de nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, la R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration continue de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement. Ses actions dans ce domaine traitent également les questions liées au cycle du combustible et conduisent à évaluer la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de génération 4 et les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* ou SMR). Enfin, ses actions contribuent à la connaissance et la maîtrise de l'impact des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. Les questions posées sur les thèmes évoqués ci-dessus nécessitent une bonne compréhension des phénomènes mis en jeu. Pour supporter ces programmes, la R&D développe donc des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses en partenariat avec le monde académique et industriel. Les énergies renouvelables étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie…

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation, et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables du groupe EDF dans le but :

- de réduire les risques des investissements ;
- d'améliorer la performance opérationnelle ;
- de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique.

Concernant la capture et le stockage du carbone, les travaux de la R&D visent à donner une vision claire de la maturité technique et économique des filières pour éclairer le développement futur des centrales thermiques du groupe (charbon et gaz). La R&D est engagée aux côtés de la DPIT (Direction de la production et de l'ingénierie thermique d'EDF) dans des opérations pilotes notamment sur les tranches de la centrale du Havre avec un pilote de captage par amine.

Sur le deuxième axe, la R&D d'EDF organise son action autour de plusieurs thèmes prioritaires :

- développer les méthodes et modèles de courbes de charges permettant une meilleure connaissance de la demande et de **nouvelles approches tarifaires-prix** incitant à une gestion dynamique de la demande pour répondre aux besoins nouveaux de flexibilité du système électrique (optimisation amont-aval et intermittence des énergies renouvelables) ;
- innover pour développer les **nouveaux usages de l'électricité** (pompes à chaleur bâtiment et Industrie, mobilité électrique) afin de dynamiser à terme la demande future en électricité ;
- proposer des **solutions énergétiques efficaces** pour tous les segments de clients, compatibles avec les nouveaux cadres réglementaires ;
- développer des méthodes et outils permettant la **modernisation de la relation client** grâce aux nouvelles technologies de l'information et au traitement des données associées, expérimenter les ***smart grids* en aval des compteurs en lien avec le développement de Linky** et préparer le développement des services et des équipements *Linky ready* dans les bâtiments ;
- développer les briques techniques d'une offre de services pour la ***ville et les territoires durables.***

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

L'évolution vers des réseaux électriques « intelligents », dits ***smart grids***, constitue l'un des pivots de ces efforts. En premier lieu, la R&D anticipe l'arrivée de nouvelles technologies et leur impact sur l'évolution du paysage énergétique, et développe des modèles du système énergétique qui permettent notamment de mieux piloter l'équilibre offre-demande. Elle apporte des solutions innovantes facilitant l'insertion de production intermittente décentralisée, améliorant la gestion des actifs du réseau (vieillissement des matériels, solutions de comptage, automatisation pour optimiser qualité et coûts, etc.). La R&D contribue ainsi à plusieurs démonstrateurs ***smart grids*** en Europe. EDF a également inauguré le 13 septembre 2013, sur son site des Renardières (77), une plate-forme expérimentale destinée à anticiper et accompagner l'évolution des systèmes électriques vers les ***smart grids***. Cette plateforme nommée ***Concept Grid*** offre la possibilité de conduire grandeur nature des stress tests complexes, qu'il serait impossible de réaliser sur le réseau réel. La R&D prépare également l'émergence de grands réseaux à courant continu (***super grids***) en Europe mais aussi ailleurs dans le monde.

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

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

Depuis 2010, trois unités de R&D ont été créées à l'international, l'une en Pologne, l'autre au Royaume-Uni et la dernière en Chine qui s'ajoutent au centre déjà existant en Allemagne. Ces centres ont pour objectifs :

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

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années 14 laboratoires communs avec des partenaires académiques (dont plusieurs avec les partenaires du Campus de Paris-Saclay), centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par les agences nationales. Depuis 2012, plusieurs initiatives d'importance ont vu le jour autour du Plateau de Saclay, engageant ainsi la dynamique de création du cluster Université/Industrie : un programme de recherche sur l'optimisation pour la gestion et la prévision de production avec la Fondation de Mathématiques Hadamard (programme PGMO), un laboratoire commun avec Supelec sur les *smart grids* (*Risegrid*), un autre laboratoire commun avec Telecom ParisTech, sur l'internet des objets et la cybersécurité (SEIDO), un institut de recherche sur le séisme avec le CEA, l'ENS Cachan et l'Ecole Centrale de Paris (SEISM), le laboratoire de Mécaniques des Structures Industrielles Durables qui associe déjà EDF, le CNRS et le CEA Saclay et qui accueillera l'ENSTA à compter de 2014 et enfin le renouvellement du Laboratoire commun Finance et Marchés de l'Énergie avec Dauphine, l'ENSAE et l'Ecole Polytechnique.

Dans le domaine de la R&D nucléaire, l'accord tripartite CEA, EDF et AREVA venant à terme fin 2012 a été prolongé en 2013. Les discussions sur les suites de l'accord ont été finalisées fin 2013. Un nouvel accord fondé sur la mise en œuvre d'un Institut tripartite sur la R&D nucléaire doit être mis en place début 2014. Il vise à accroître la coordination des programmes de R&D entre partenaires (CEA, EDF et AREVA).

La R&D soutient également des chaires d'enseignement et de recherche ciblées, notamment dans le cadre de la Fondation pour les Énergies de Demain. En Europe, la R&D participe à une trentaine de projets. Grâce aux collaborations avec l'*Energy Technology Institute, l'Engineering and Physical Sciences Research Council* et avec différentes universités britanniques, elle renforce sa présence dans la recherche partenariale au Royaume-Uni.

La R&D a également présenté des candidatures aux projets d'instituts d'excellence dans les énergies décarbonées dans le cadre du projet gouvernemental Investissements d'avenir. En mars 2012, le gouvernement français a annoncé les lauréats de cet appel à projets. EDF est impliqué dans plusieurs de ces projets : l'institut Photovoltaïque Ile-de-France (IPVF), Paris-Saclay Efficacité Énergétique (PS2E) sur l'efficacité énergétique des procédés industriels et la maîtrise d'énergie dans les zones d'activité industrielle, France Énergies Marines (sur les énergies de la mer et l'éolien en mer), *SuperGrid* sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés, *Efficacity* sur la ville durable, Vedecom sur la mobilité électrique et INEF 4 dans le domaine de la réhabilitation des bâtiments et la construction durable.

Dans le cadre des Investissements d'avenir, EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle commande nucléaire numérique.

Par ailleurs, la R&D participe à deux *Knowledge and Innovation Communities,* initiatives de la Commission européenne favorisant le transfert de connaissances et de savoir-faire entre éducation, recherche et industrie.

Leurs domaines de prédilection portent sur le changement climatique, les réseaux et villes intelligents, le stockage, ou encore les énergies renouvelables. La R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs du nucléaire européens, est également à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif constituée en mars 2012 et dont l'objectif est de devenir le cadre de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de Génération II & III, et ce, au sein de la plateforme européenne SNETP (*Sustainable Nuclear Energy Technology Platform).*

1.5.4 Politique de propriété intellectuelle

Fin 2013, le portefeuille d'EDF comprend 497 innovations brevetées et protégées par 1 608 titres de propriété en France et à l'étranger.

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

1.6 Gestion et contrôle des risques marchés

1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

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

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

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

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

1.6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

1.6.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2013, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 18 007 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 390 millions d'euros.

Sur l'année 2014, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2013 s'élèveront à 12 262 millions d'euros, dont 7 743 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2013, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Dans le cadre de la gestion de sa position de liquidité, du financement de son programme d'investissements opérationnels et de croissance externe et du renforcement de sa dette à long terme, le Groupe a notamment procédé au cours de l'année 2013 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 38.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013 « Variations des emprunts et dettes financières ». Les emprunts obligataires ont été émis soit au travers de programmes EMTN (*Euro Medium Term Note Program*), soit en *stand alone* pour un montant global de 1 770 millions d'euros (dont 1 400 millions d'euros de *Green Bond* ; cf. ci-après), 1 000 millions de couronnes norvégiennes et de 1 216 millions de dollars de Hong-Kong.

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

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

Le groupe EDF a procédé le 20 novembre 2013 à sa première émission obligation verte (*Green Bond*) pour un montant total de 1 400 millions d'euros, avec un coupon annuel de 2,25 % et de maturité 7,5 ans.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2013 a été portée à 8,9 ans contre 8,5 ans au 31 décembre 2012, celle d'EDF SA à 9,9 ans contre 9,6 ans au 31 décembre 2012.

Au 31 décembre 2013, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2013) :

31 décembre 2013 *(en millions d'euros)*	Dettes	Instruments de couverture [1]		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2014	12 262	(170)	52	48
Entre 2015 et 2018	16 708	(333)	160	36
2019 et au-delà	48 253	197	79	181
TOTAL	**77 223**	**(307)**	**292**	**265**
Dont remboursement de dette	52 046			
Dont charges d'intérêt	25 177			

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

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

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

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la Trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière autonome par EDF IG qui définit les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux Etats-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard de dollars américains pour les Euro CP.

Au 31 décembre 2013, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 270 millions d'euros et de 4 775 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. EDF a accès aux principaux marchés de capitaux du monde, à savoir les marchés Euros via son programme EMTN (plafond actuel à 30 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

Le tableau ci-après présente, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure à 750 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2013 :

Entité	Date d'émission [1]	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5 %
EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5 %
EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1 %
EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5 %
EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0 %
EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5 %
EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6 %
EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4 %
EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3 %
EDF	11/2013[2]	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,9 %
EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,8 %
EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6 %
EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0 %
EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,1 %
EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6 %
EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,9 %
EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6 %
EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1 %
EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0 %
EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5 %
EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,5 %
EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,1 %

(1) Date de réception des fonds.
(2) Green Bond.

EDF SA dispose d'un montant global de 9 568 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales). 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 la maturité du crédit jusqu'en novembre 2018 (avec deux options d'extension supplémentaires, chacune d'un an), tout en améliorant les conditions financières, notamment une diminution de la marge de 35 à 20 points de base. Les lignes de crédit représentent 5 568 millions d'euros de disponible dont les maturités s'échelonnent entre janvier 2015 et septembre 2018. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours. Au 31 décembre 2013, le crédit syndiqué n'a fait l'objet d'aucun tirage.

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

EDF Energy bénéficie d'une ligne de crédit du groupe EDF qui n'a pas évolué sur l'exercice ; les lignes de crédit pour EDF Energy UK Ltd n'ont pas été renouvelées sur la période.

Enfin, au 31 décembre 2013, Edison bénéficie de lignes de crédit du groupe EDF pouvant être sollicitées en cas de difficultés de liquidités et a souscrit en juillet 2013 une nouvelle ligne de crédit avec un *pool* de banques de 500 millions d'euros (maturité comprise entre 1 et 5 ans).

1.6.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2013 :

Société	Agence	Notation Long terme (LT)	Notation Court terme (CT)
EDF	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable Aa3 assortie d'une perspective négative A+ assortie d'une perspective négative (1)	A-1 P-1 F1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's Moody's	A assortie d'une perspective négative n.a. (2)	A-1 n.a.
Edison	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	BBB+ assortie d'une perspective stable Baa3 assortie d'une perspective stable (3) n.a. (4)	A-2 n.a. n.a.

n.a. = non applicable

(1) Placement en perspective négative d'EDF par l'agence Fitch Ratings le 01/07/2013 (l'évolution des tarifs de l'électricité étant jugée insuffisante pour maintenir un niveau d'endettement conforme à une notation A+).
(2) Arrêt du suivi de notation (LT et CT) par l'agence Moody's pour EDF Energy le 17/04/2013.
(3) Placement en perspective stable d'Edison par l'agence Moody's le 26/09/2013.
(4) Arrêt du suivi de notation par l'agence Fitch Ratings pour Edison le 20/02/2013.

1.6.1.3 Gestion du risque de change

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

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

- financement en devise : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 54 % et 93 %. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devise : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustibles principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2013 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute au 31 décembre 2013, par devise avant et après couverture

31 décembre 2013 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture(1)	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	33 035	(472)	32 563	61 %
USD	10 258	(4 786)	5 472	10 %
GBP	7 959	5 116	13 075	25 %
Autres devises	2 061	142	2 203	4 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**53 313**	**-**	**53 313**	**100 %**

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

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2013.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2013 *(en millions d'euros)*	**Dette après instruments de couverture convertie en euros**	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
EUR	32 563	-	32 563
USD	5 472	547	6 019
GBP	13 075	1 308	14 383
Autres devises	2 203	220	2 423
TOTAL DES EMPRUNTS	**53 313**	**2 075**	**55 388**

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

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

Position des actifs nets

31 décembre 2013 [1] *(en millions de devises)*	**Actifs nets**	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 003	4 000	670	333
CHF (Suisse)	1 408	760		648
HUF (Hongrie)	125 622		92 594	33 028
PLN (Pologne)	3 615		2 595	1 020
GBP (Royaume-Uni)	14 624	6 035	4 042	4 547
BRL (Brésil)	717			717
CNY (Chine)	7 019			7 019

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2013 ; Dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2013.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2013. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

	Au 31 décembre 2013[1]			Au 31 décembre 2012		
(en millions de devises)	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	333	242	24	430	326	32
CHF (Suisse)	648	528	53	473	392	39
HUF (Hongrie)	33 028	111	11	34 758	119	12
PLN (Pologne)	1 020	246	25	869	213	21
GBP (Royaume-Uni)	4 547	5 454	545	3 189	3 908	391
BRL (Brésil)	717	220	22	626	232	23
CNY (Chine)	7 019	841	84	5 870	714	71

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2013.

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

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2013.

1.6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

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

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement) fixe, dans le cadre de sa politique générale, des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières. Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi qui prend en compte des critères de gestion actif/passif et des anticipations d'évolution de taux d'intérêt. Dans le cadre de cette répartition, le Groupe peut être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2013, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 75,8 % à taux fixe et 24,2 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 129 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2013 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,8 % en 2013.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2013. L'impact de variation des taux d'intérêt reste stable par rapport à 2012.

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

31 décembre 2013 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	47 826	(7 375)	40 451	-
À taux variable	5 487	7 375	12 862	129
TOTAL DES EMPRUNTS	**53 313**	**-**	**53 313**	**129**

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

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

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2013 *(en millions d'euros)*	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	**2 774**	**(28)**	**2 746**

1.6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

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

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

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 31,2 % en actions fin 2013, soit un montant actions de 2,6 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2013, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 44,5 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 421 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2013, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 32,7 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 413 millions de livres sterling.

Fonds CENG

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

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions ce qui conduit au 31 décembre 2013 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2013, EDF ne détenait plus de positions dans Veolia Environnement. EDF a vendu la totalité de ses participations dans Veolia Environnement le 26 novembre 2013 pour un montant de 262,1 millions d'euros.

Au 31 décembre 2013, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 162,8 millions d'euros. La volatilité est estimée à 42,01 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

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

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2013.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

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

L'**allocation stratégique** est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille-cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières.

En 2013, 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, en complément du portefeuille financier, par la mise en place d'un portefeuille d'actifs réels géré par EDF Invest qui a été créé en juillet 2013 suite au décret du 24 juillet 2013 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (cf. § 1.2.2.2.1.1).

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, y compris 50 % des titres RTE qui représentent 2 567 millions d'euros à fin 2013.

Le portefeuille financier comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations. Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier.

Par ailleurs, un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (cf. ci-après).

La gestion tactique du portefeuille financier est assurée autour de plusieurs axes :

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

La politique de répartition du portefeuille financier élaborée par le Comité de gestion opérationnelle[1] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI.

Evolution du portefeuille sur l'année 2013

En septembre 2013, EDF Invest a notamment intégré à son portefeuille d'actifs réels la participation de 20 % dans TIGF, société de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de la France, acquise auprès de Total et au travers d'un consortium constitué également de Snam, l'opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45 %) et GIC, le fonds de l'Etat de Singapour (35 %).

Par ailleurs, en application du décret du 23 février 2007, l'Etat a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF aux actifs dédiés. Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La **dotation nette totale** au titre de l'année 2013 s'élève à 2 591 millions d'euros, résultant de l'affectation de la créance CSPE (4 978 millions d'euros au 13 février 2013 en incluant le coupon couru et après revalorisation par la CRE), des retraits (2 407 millions d'euros en réalisé) et de 20 millions d'euros de dotation de trésorerie.

Les **décaissements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2013 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 326 millions d'euros, contre 350 millions d'euros en 2012.

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

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Composition analytique du portefeuille

	Au 31 décembre 2013	Au 31 décembre 2012
S/portefeuille actions	36,4 %	41,6 %
S/portefeuille obligataire	23,7 %	39,3 %
S/portefeuille trésorerie	3,7 %	5,4 %
CSPE après couverture	23,2 %	-
Actifs réels (EDF Invest)	13,0 %	13,7 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 31 décembre 2013, la valeur globale du portefeuille s'élève à 21 737 millions d'euros, contre 17 642 millions d'euros à fin décembre 2012 (proforma sur la valorisation des titres RTE après application d'IAS 19 révisée).

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013.

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

	31 décembre 2013		31 décembre 2012	
Catégories (en millions d'euros)	Valeur nette comptable [1]	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Obligations Etats OCDE et assimilées	2 643	2 828	4 205	4 564
Obligations Personnes Morales OCDE hors Etats	808	841	550	642
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	2 144	2 308	2 499	2 758
Actions négociées sur un marché reconnu	-	-	60	60
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	6 398	7 873	6 550	7 194
Prêts, dépôts et titres assimilés	5	5	-	15
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	**11 998**	**13 855**	**13 864**	**15 233**
CSPE après couverture	5 049	5 049	-	-
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	2 015	2 567	2 015	2 409
Autres titres non cotés et immobilier	266	266	-	-
Ajustements sur autres titres non cotés	8	-	-	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**19 336**	**21 737**	**15 879**	**17 642**

(1) Cf. comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2013, note 38.

Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2013 et 31 décembre 2012 :

(en millions d'euros)	**31/12/2013 Valeur boursière ou de réalisation**	Performance de l'exercice 2013		31/12/2012 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2012	
		Portefeuille	Indice de référence (1)		Portefeuille	Indice de référence (2)
S/portefeuille Actions	7 918	21,1 %	20,5 %	7 343	13,8 %	14,4 %
S/portefeuille Taux	5 147	1,0 %	2,2 %	6 937	10,3 %	10,6 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	**13 065**	**11,6 %**	**10,9 %**	**14 280**	**12,0 %**	**12,6 %**
S/portefeuille Trésorerie	790	0,7 %	0,1 %	953	1,1 %	0,2 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	**13 855**	**11,1 %**	**10,9 %**	**15 233**	**11,1 %**	**12,6 %**
CSPE après couverture	5 049	1,4 %				
Actifs réels (EDF Invest)	2 833	11,1 %		2 409	6,7 %	
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**21 737**	**9,4 %**		**17 642**	**10,4 %**	

(1) Indice de référence en 2013 : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(2) Indice de référence en 2012 : MSCI World DN couvert en euro pour 50 % pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 50 % indice actions et 50 % indice taux.

L'année 2013 a vu une continuité des tendances entamées à la fin du premier semestre 2012. Les marchés actions ont donc connu de belles progressions, les investisseurs prenant progressivement confiance dans les situations économiques américaine et européenne. La Zone euro est sortie de la récession provoquée par la crise de l'euro. Aux Etats-Unis, les séquestres de début d'année et la fermeture de l'administration à l'automne ont eu peu de conséquences, au contraire de la réorientation de la politique monétaire de la Fed, annoncée en juin et entamée en décembre consistant à réduire progressivement le programme d'achats d'actifs. Cette réorientation a provoqué une hausse des taux américains 10 ans de 1,76 % à 3,03 % et par sympathie des taux français (de 2 % à 2,56 %) et allemands (de 1,32 % à 1,93 %). Les taux espagnols et italiens ont par contre baissé, poursuivant le mouvement de normalisation entamé en 2012. Dans ce contexte, la politique d'investissement a consisté au maintien d'un portefeuille obligataire plutôt court et qui se repositionne sur l'Italie et l'Espagne. Au sein du portefeuille financier, le poids du sous-portefeuille actions évolue à la hausse, principalement à cause d'un effet marché très marqué, les marchés actions progressant fortement face à des marchés obligataires rendus difficiles par la hausse des taux sans risque.

En 2013, les actifs dédiés affichent une performance de +9,4 %; celle du portefeuille financier s'établit à +11,6 %. L'écart à l'indice de référence (+10,9 %) s'explique par une surpondération actions tout au long de l'année et par une sélection de fonds favorable. La volatilité des sous-portefeuilles actions et obligations a été inférieure à celle de leur indice de référence. Les titres RTE affichent une performance très solide.

Dans ce contexte, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de +1 240 millions d'euros, dont +926 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+1 493 millions d'euros avant impôt), +56 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+83 millions d'euros avant impôt) et +262 millions d'euros pour les titres RTE affectés.

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

La valeur de marché du sous-portefeuille actions à fin décembre 2013 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 7 918 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World AC. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2013 à 10,1 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 10,2 % à fin 2012. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 800 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin décembre 2013, la sensibilité du sous-portefeuille taux (5 147 millions d'euros) s'établissait à 4,70, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 242 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en baisse par rapport à celle observée fin 2012 (5,06), reste nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,44).

1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie / crédit

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

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

Ces procédures de suivi ont montré leur robustesse depuis le début de la crise financière de 2008 au cours de laquelle le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie. De plus, les méthodologies de calcul des risques ont été révisées en juin 2013[1] afin qu'ils reflètent au mieux les pertes pouvant être subies par le Groupe. Cette évolution entraîne notamment une baisse importante des expositions liées à l'activité assurance. Les données à fin mars et à fin septembre 2013 présentées dans les tableaux ci-après ont été calculées proforma en intégrant ces nouvelles règles.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. A fin septembre 2013, les expositions du Groupe sont à 86 % sur des contreparties de classe *investment grade* :

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 30/09/2013	6 %	20 %	39 %	21 %	3 %	0 %	1 %	10 %	100 %
au 31/03/2013	7 %	21 %	36 %	23 %	3 %	1 %	0 %	9 %	100 %

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/09/2013	4 %	0 %(1)	10 %	72 %	14 %	100 %
au 31/03/2013	4 %	0 %(1)	9 %	70 %	17 %	100 %

(1) Respectivement 0,47 % et 0,61 % à fin mars et fin septembre 2013.

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées à EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

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

Dans le contexte de la crise financière en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités à l'Italie (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre, Espagne,...) pour des échéances de moins de 1 an. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

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

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

En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de management des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies et trading pour EDF Trading) ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du trader et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Concernant Edison, entité dont EDF assure depuis 2012 le contrôle opérationnel, le déploiement des principes de la politique de risques relative aux marchés énergies a débuté en 2012 avec la consolidation des positions d'Edison dans le profil des risques du Groupe. Il se poursuit dans le cadre du projet d'intégration d'Edison à la politique de risques du groupe EDF.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion de risque est revu dans leurs instances de gouvernance.

1.6.2.2 Organisation du contrôle

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

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif du Groupe (Comex) de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, ce dispositif repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la direction du Groupe.

1. *Concernant l'activité Assurances, l'exposition intègre désormais les créances existantes et la prime annuelle du contrat (et non plus la valeur des biens assurés), car la prime reflète l'estimation par l'assureur de l'espérance de sinistres.*

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

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

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

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes, etc.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de trading pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la règlementation européenne relative aux sociétés de trading.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards, swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*value at risk* ou « VaR ») désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés [1]. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de trading en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge trading atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2013, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 45 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 225 millions d'euros [2]. Dans l'année 2013 les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Concernant Edison, d'un point de vue opérationnel, l'exposition nette [3] est calculée d'une part sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) et d'autre part sur ceux relatifs à l'activité de trading pour compte propre (portefeuille de trading). Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (« PaR ») [4] est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette. Par ailleurs, Edison est conforme aux obligations comptables liées à IFRS 7.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 41.4.3 et 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2013.

1.6.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF SA, dans ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration, y compris ERDF ainsi qu'Edison qui a intégré en 2012 et 2013 les principaux programmes Groupe. Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe :** EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL [5]. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd [6], des assureurs et des réassureurs ;
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF :** en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires de EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au pool atomique français (Assuratome), au pool atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI).
  Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux Etats-Unis, EDF Inc est membre de NEIL [7] ;
- **les dommages aux marchandises transportées ;**
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire :** les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française no 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi no 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations résultant de la convention de Paris en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires. Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances. Les montants couverts par les polices, souscrites par EDF auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire qu'en cours de transport.

  Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum

1. *EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite de Monte Carlo qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marchés observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.*
2. *Cinq fois la VaR, soit 225 millions d'euros.*
3. *L'exposition nette est l'exposition résiduelle après avoir utilisé les possibilités de couvertures naturelles fournies par l'intégration verticale et horizontale des différentes filières.*
4. *Le Profit at Risk (PaR) est une mesure statistique de la variation négative potentielle de la marge budgétée pour un horizon donné, liée à un mouvement défavorable des prix de marchés et selon un certain intervalle de confiance.*
5. *Oil Insurance Limited.*
6. *Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF.*
7. *Nuclear Electric Insurance Limited.*

deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque via les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni. Depuis le 1er janvier 2014, cette assurance est fournie par ELINI et Wagram Insurance Company Ltd. La société Océane Re participe à ce risque via le contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company Ltd.

Par ailleurs, aux Etats-Unis, c'est le régime spécifique du *Price-Anderson Act* qui s'appliquerait en cas d'accident nucléaire important (supérieur à 300 millions de dollars) ;

- **la responsabilité civile générale** : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux :** le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe ;
- **Couverture des risques construction :** EDF met en place dans ce domaine des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier/tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion etc. Ces couvertures ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF SA ;
- **Exploration et Production :** Edison disposait d'une police spécifique pour couvrir ces 2,2 milliards d'euros d'actifs, tant en Dommages aux biens qu'en Responsabilité civile, pour des actifs *Onshore* et *Offshore.* Une utilisation optimisée de l'appartenance d'EDF à OIL a permis à Edison, à partir du 1er janvier 2013, de construire un nouveau programme spécifique « Exploration & Production » ;
- Le 11 août 2011, ERDF a conclu avec NATIXIS/Swiss Re un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est la **couverture du réseau aérien de distribution d'ERDF** contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique fonction de la vitesse du vent. Le 27 décembre 2011, une couverture complémentaire d'une capacité de 40 millions d'euros a été souscrite pour une période de quatre ans, afin de réduire le montant de la franchise.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 125 millions d'euros en 2013, incluant l'intégration d'Edison (impact de 11,3 millions d'euros), dont 62 millions d'euros pris en charge par EDF (hors investissements) et 18 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

1.7 Opérations avec les parties liées

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2013.

1.8 Principaux risques et incertitudes

Le groupe EDF présente les principaux risques et incertitudes auxquels il s'estime confronté dans la section 4.1 du document de référence 2013.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 4.2 du document de référence 2013.

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

1.9 Faits marquants relatifs aux litiges en cours

Les litiges du groupe EDF sont présentés dans la section 20.5 du document de référence 2013. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative par rapport au document de référence 2012 et au rapport financier semestriel 2013.

1.9.1 Procédures concernant EDF

Solaire Direct

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

Dans une décision du 17 décembre 2013, rendue à l'issue de l'instruction au fond du dossier, l'Autorité de la concurrence a infligé à EDF une sanction de 13,5 millions d'euros pour avoir mis à la disposition de ses filiales présentes dans le secteur photovoltaïque des moyens matériels et immatériels non reproductibles par les concurrents, qui auraient permis à ces filiales de bénéficier de son image de marque et de sa notoriété et entretenu une confusion entre son activité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés de vente et celles de ses filiales (supports de communication, logos et marques, fichier clients). En outre, l'Autorité de la concurrence a imposé à EDF de publier un résumé de la décision dans deux quotidiens nationaux afin d'informer les consommateurs. EDF entend faire appel de cette décision.

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 a prononcé ses conclusions devant la Cour de justice de l'Union européenne, concernant la question préjudicielle posée par le Conseil d'État et a estimé que le mécanisme de financement des tarifs d'achat de l'électricité éolienne par la CSPE relève bien de la qualification « d'intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État ».

Le 19 décembre 2013, la Cour a suivi les conclusions de son avocat général et confirmé la qualification « d'intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État » du mécanisme de financement des tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne.

À la suite de l'arrêt de la Cour, l'instruction devrait reprendre devant le Conseil d'État, qui devra alors définitivement statuer 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.

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 M. Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation. Le 29 novembre 2013, la Cour de cassation a constaté le désistement de Greenpeace.

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 1er mars 2013.

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

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

Par ailleurs, en concertation avec les parties prenantes, la commune de Saint-Vulbas a procédé à une révision du PLU et EDF a déposé une nouvelle demande de permis de construire, 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, la clôture d'instruction est fixée au 10 janvier 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.

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).

Bugey 2 et 4

À la suite du troisième réexamen de sûreté des réacteurs n°2 et 4 du site du 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 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'Etat deux requêtes visant à l'annulation de ces décisions.

1.9.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

1.9.2.1 ERDF

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 ».

L'annulation ainsi prononcée a pris effet le 1er juin 2013.

Dans l'intervalle et afin de tenir compte de la décision du Conseil d'État, un TURPE dit « 3bis » a été décidé par l'État après proposition de la CRE pour couvrir, rétroactivement, la période courant du 1er août 2009 au 31 juillet 2013. L'entrée en vigueur du TURPE 4 ayant ensuite été repoussée au 1er janvier 2014, un TURPE dit « 3ter » a été établi pour couvrir la période « 31 juillet 2013 - 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 est passée devant le Conseil supérieur de l'énergie le 10 décembre 2013 et a été publiée au Journal officiel le 20 décembre 2013.

1.9.2.2 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-Etats-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.

A 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 EDFI le 30 septembre 2013. SOROOF se fonde sur la 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 ainsi que (ii) l'atteinte à l'image d'EDF.

1.9.2.3 EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF Énergies Nouvelles Réparties (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'Actif 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.

1.9.2.4 Edison

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

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

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

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

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs. ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A S.A., d'obliger EDF et A2A S.A. à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

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

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

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

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 que la violation d'aucune 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 Abruzzo) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont Spa, cédé en 2002 à Solvay Solexis Spa, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre MontEdison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009. 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'Etat.

1.9.3 Procédures postérieures à la clôture

Il n'existe pas d'autre litige significatif postérieur à la clôture de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

1.10 Événements postérieurs à la clôture

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits dans la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2013.

1.11 Perspectives financières

Le Groupe s'est fixé les objectifs financiers suivants pour 2014 :

- EBE Groupe hors Edison : croissance organique [1] d'au moins 3 % ;
- EBE Edison : perspectives d'EBE récurrent de 1 milliard d'euros et d'au moins 600 millions d'euros en 2014 avant effet des renégociations de contrats gaz ;
- ratio d'endettement financier net/EBE : entre 2x et 2,5x ;
- taux de distribution des dividendes compris entre 55 % et 65 % du résultat net courant après émission « hybride » [2].

Pour 2014, le groupe EDF vise un montant d'investissements nets [3] compris dans une fourchette de 13 à 13,5 milliards d'euros.

En juillet 2011, à l'occasion de l'annonce de ses perspectives 2011-2015, le Groupe avait affiché son ambition de diversifier son mix énergétique et ses implantations géographiques. Il avait alors estimé une fourchette haute d'investissements nets de 15 milliards d'euros en 2015 sur la base de projets existants et identifiés.

Sur la période 2014-2018, le Groupe livrera de grands projets industriels, dont certains sont déjà bien avancés, comme le terminal méthanier de Dunkerque ou l'EPR de Flamanville 3 avec des mises en service prévues respectivement en 2015 et 2016. Le Groupe prévoit également de poursuivre ses investissements dans les réseaux de distribution en France ainsi que dans les énergies renouvelables conformément à sa stratégie d'électricien intégré.

Parallèlement, le Groupe continue d'améliorer la maîtrise et le renforcement du contrôle des coûts. EDF avait ainsi initié en 2011 un programme de Synergies et Transformation Groupe (STG) axé sur des leviers d'amélioration de la performance tels les achats ou encore le développement de synergies au sein du Groupe avec un objectif de gains de plus de 2,5 milliards d'euros en 2015 par rapport à 2010. Ces efforts se sont poursuivis au travers du programme Spark lancé en 2013 et ayant abouti à 1,3 milliard d'euros d'économies dès 2013 largement au-dessus de l'objectif fixé. A l'avenir, le Groupe entend pérenniser l'efficacité et les bonnes pratiques engagées depuis trois ans. Il prévoit notamment la mise en place d'un nouveau programme de Contrôle de Gestion Opérationnel permettant de renforcer les méthodes et processus de suivi et d'optimisation des coûts.

Ainsi, le Groupe prévoit désormais un pic d'investissements nets [3] en 2015 de 14 milliards d'euros qui devraient diminuer au fur et à mesure des mises en service.

Compte tenu de la mise en œuvre de ce plan d'actions sur la période 2014-2018, le Groupe prévoit d'atteindre un cash flow après dividendes hors Linky positif en 2018.

1.12 Informations relatives au capital et aux statuts de la Société

1.12.1 Informations relatives au capital de la Société

1.12.1.1 Montant et évolution du capital social

À la date du présent document, le capital social de la Société s'élève à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions de 0,50 euro chacune, de même catégorie, entièrement souscrites et libérées.

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

1. *Croissance à périmètre et change constants.*
2. *Résultat net courant ajusté de la rémunération des obligations hybrides comptabilisées en fonds propres.*
3. *Hors Linky et hors opérations stratégiques.*

1.12.1.2 Structure du capital et des droits de vote

À la date du présent document, le capital de la Société est composé d'actions nominatives ou au porteur, dont l'État, conformément aux dispositions de l'article L111-67 du Code de l'énergie, doit détenir à tout moment plus de 70 %.

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

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

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

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

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

1.12.1.3 Répartition du capital et franchissement de seuils

Au 31 décembre 2013, la répartition du capital social d'EDF était la suivante :

- État : 84,49 % ;
- Institutionnels et particuliers : 13,62 % ;
- Actionnariat Salariés : 1,80 % :
  - dont FCPE [2] : 1,53 %.
- Actions autodétenues : environ 0,09 % ;
- Nombre total d'actions : 1 860 008 468.

1.12.1.4 Actions autodétenues

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

Contrat de liquidité

Un contrat de liquidité, conforme à la Charte de déontologie de l'AMAFI approuvée par l'AMF, a été conclu le 25 juillet 2012 avec la société Oddo Corporate Finance.

Au titre de l'exercice 2013, la commission forfaitaire versée par EDF au titre du contrat de liquidité s'élève à 80 000 euros.

Informations sur les opérations effectuées par la Société au cours de l'exercice 2013 sur ses propres actions dans le cadre d'un programme de rachat d'actions (programmes de rachat autorisés par l'Assemblée générale du 30 mai 2013) :

- Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2013 :

Au cours de l'exercice 2013, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 18 344 449 de ses propres actions et cédé 18 761 766 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 19,9427 euros et le cours moyen de vente a été de 19,7274 euros.

- Valeur du portefeuille d'actions autodétenues à la clôture de l'exercice 2013 :

Le nombre d'actions inscrites au nom de la Société au 31 décembre 2013 est de 1 744 016 actions.

La fraction du capital que ces actions autodétenues représentent est d'environ 0,09 % au 31 décembre 2013.

La valeur comptable de ces actions au 31 décembre 2013, évaluée au cours d'achat, est de 46 666 083,53 euros et leur valeur nominale est de 872 008 euros.

La valeur de marché du portefeuille à cette date, sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2013, soit 25,685 euros, est de 44 795 050,96 euros.

- Affectation du portefeuille au 31 décembre 2013 :

Au 31 décembre 2013, l'affectation du portefeuille se décompose en 1 693 422 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,0910 % de son capital social) et un solde de 50 594 actions (représentant 0,0027 % de son capital social), acquises sur le marché en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan d'attribution gratuite d'actions « ACT 2007 » et non attribuées.

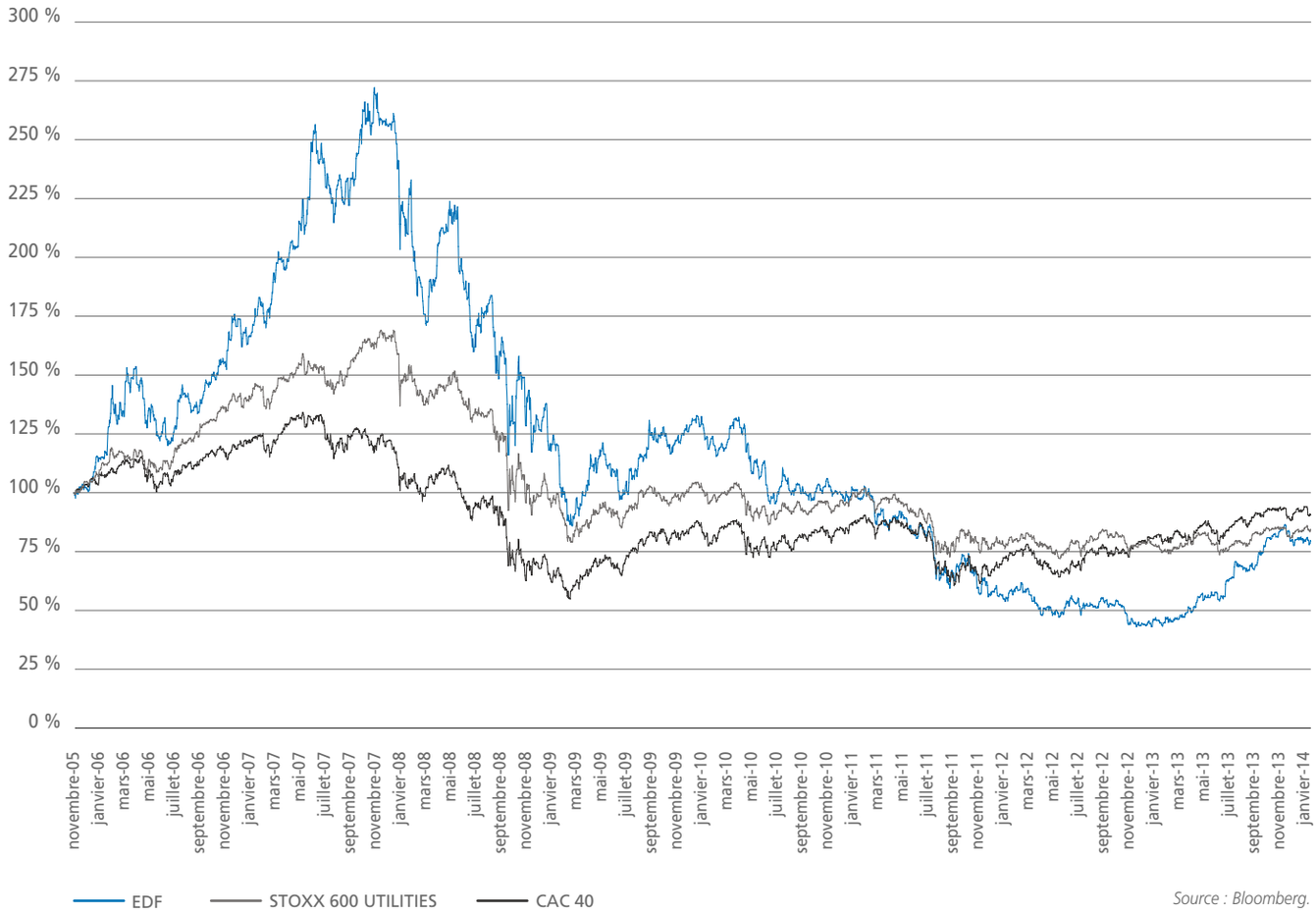
Aucune réallocation d'actions à d'autres objectifs du programme de rachat n'a été réalisée en 2013.

1. *Hors Linky et hors opérations stratégiques.*
2. *Fonds commun de placement d'entreprise investi en actions EDF.*

1.12.1.5 Évolution du cours de l'action[1]

Depuis sa première cotation le 21 novembre 2005 et jusqu'au 31 janvier 2014, le titre EDF, intégré au sein de l'indice CAC 40, a évolué de la façon suivante :

Cours de l'action EDF depuis l'introduction en Bourse jusqu'au 31 janvier 2014 :



Source : Bloomberg.

Entre le 31 décembre 2012 et le 31 janvier 2014, l'action EDF enregistre une hausse de 80,40 %, l'indice Euro Stoxx Utility étant en hausse de 7,35 % et le CAC 40 en hausse de 14,41 %.

Au 31 janvier 2014, le cours de clôture de l'action EDF est de 25,22 euros (13,98 euros au 31 décembre 2012). Au cours de la période, son cours de clôture le plus bas a été de 13,66 euros le 11 janvier 2013, et son cours de clôture le plus haut de 27,40 euros le 29 novembre 2013.

La capitalisation boursière d'EDF s'élevait à 46,91 milliards d'euros au 31 janvier 2014.

1. *Source : Bloomberg.*

1.12.1.6 Autorisations d'émission

Le tableau ci-dessous présente, de façon synthétique, les délégations, en vigueur au 31 décembre 2013, accordées par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 au Conseil d'administration pour augmenter ou réduire le capital social, et leur utilisation à cette date :

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

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

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

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

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

1.12.1.7 Périmètre de consolidation

La liste des sociétés consolidées figure en note 52 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2013.

1.12.2 Règles applicables aux modifications statutaires

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

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

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

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

1.13 Gouvernance d'entreprise

La gouvernance d'entreprise est décrite de manière détaillée dans le chapitre 16 du document de référence 2013.

1.13.1 Conseil d'administration

Au cours de l'exercice 2013, le Conseil d'administration s'est réuni onze fois et vingt-cinq réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances.

Le taux moyen de participation aux séances du Conseil est de 87,8 % en 2013.

1.13.1.1 Composition du Conseil d'administration

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

Le Conseil d'administration compte 5 femmes, soit une proportion de 27,8 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil et de 16,6 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (voir section 16.2.1.1 du document de référence 2013).

Au 1er février 2014, les administrateurs composant le Conseil d'administration[1] sont, par collège:

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires :

Henri Proglio

Né le 29 juin 1949

Président-Directeur Général d'EDF depuis novembre 2009

Président du Conseil d'administration d'Edison, d'EDF Energy Holdings et de la Fondation EDF

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

Administrateur de South Stream Transport BV, de Fomento di Construcciones y Contratas, de Natixis et de Dassault Aviation

Vice-président du Conseil d'administration d'Eurelectric

Vice-président du Comité stratégique de l'énergie nucléaire

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

Administrateur d'EDF depuis septembre 2004

Philippe Crouzet

Né le 18 octobre 1956

Président du Directoire de Vallourec

Président de Vallourec Tubes (anciennement Vallourec & Mannesmann Tubes) et de Vallourec Tubos do Brasil S.A. (anciennement V & M do Brasil)

Administrateur du Théâtre national de l'Opéra-Comique et du Théâtre de la Ville (Paris)

Administrateur d'EDF depuis novembre 2009

Mireille Faugère

Née le 12 août 1956

Administratrice professionnelle

Administratrice d'Essilor International et de la Fondation L'Oréal

Présidente de l'association HEC Alumni

Vice-présidente de la fondation HEC

Administratrice d'EDF depuis novembre 2009

Michael Jay

Né le 19 juin 1946

Membre indépendant de la Chambre des Lords du Royaume-Uni

Administrateur de Thomson Reuters Founders Share Company, de Candover Investments, de Valeo et d'Associated British Foods

Administrateur d'EDF depuis novembre 2009

Bruno Lafont

Né le 8 juin 1956

Président-Directeur Général de Lafarge

Administrateur d'ArcelorMittal

Président de la Commission développement durable du Medef

Président du groupe « énergie et climat » de l'European Round Table

Membre du Comité Exécutif du Conseil Mondial des Entreprises pour le Développement Durable (WBCSD)

Administrateur d'EDF depuis mai 2008

Pierre Mariani

Né le 6 avril 1956

Managing Director et Chief Executive Officer de la société de conseil Pierre Mariani Consulting

Administrateur du Fonds hellénique de stabilité financière (FHSF) et de l'Etablissement public de la Réunion des Musées Nationaux et du Grand Palais

Administrateur d'EDF depuis novembre 2009

Administrateurs représentant l'État nommés par décret :

Olivier Appert

Né le 19 avril 1949

Président-Directeur Général d'IFP Énergies Nouvelles

Président du Conseil Français de l'Énergie

Membre de l'Académie des technologies

Administrateur de Technip et de CGG

Administrateur d'EDF depuis juin 2013

David Azéma

Né le 22 novembre 1960

Commissaire aux participations de l'État rattaché au ministre de l'Économie et des finances et au ministre du Redressement productif

Administrateur de Thalès, de Bpifrance, de Bpifrance Participations (ex Fonds Stratégique d'Investissement), de Bpifrance Investissement et de Renault

Membre du Comité scientifique de La Fabrique de la Cité

Administrateur d'EDF depuis novembre 2012

1. *Section 14.1 du document de référence 2013.*

Bruno Léchevin

Né le 27 janvier 1952

Président-Directeur Général de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Vice-président d'Électriciens sans frontières

Administrateur d'EDF depuis mai 2013

Marie-Christine Lepetit

Née le 27 août 1961

Chef du service de l'Inspection générale des finances au ministère de l'Économie et des finances

Administratrice d'EDF depuis mai 2012

Denis Morin

Né le 15 décembre 1955

Directeur du budget rattaché au ministre délégué auprès du ministre de l'Economie et des finances, chargé du budget

Administrateur de la SNCF

Membre du Comité de l'énergie atomique

Administrateur d'EDF depuis décembre 2013

Pierre Sellal

Né le 13 février 1952

Secrétaire Général du ministère des Affaires étrangères

Membre du Conseil de surveillance d'AREVA

Membre du Comité de l'énergie atomique et du Haut Conseil de l'Institut du monde arabe

Administrateur de l'École nationale d'administration, de France Médias Monde (ex Audiovisuel Extérieur de la France), de l'Institut Français, de l'Agence nationale des titres sécurisés, de la Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art ainsi que de l'Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires

Administrateur d'EDF depuis avril 2009

Administrateurs élus par les salariés :

Christine Chabauty

Née le 19 juillet 1971

Attachée commerciale Grands Comptes à la Direction Commerce d'EDF

Conseiller prud'homal

Administratrice d'EDF depuis novembre 2009, parrainée par la CGT

Sidonie Delalande

Née le 26 septembre 1977

Responsable Communication à la CCAS (Caisse centrale d'activités sociales) du personnel des Industries Électriques et Gazières, territoire Dauphiné Drôme Ardèche

Administratrice d'EDF depuis le 1er février 2014, parrainée par la CGT

Alexandre Grillat

Né le 8 décembre 1971

Chargé de mission auprès du Directeur d'ERDF en Alsace Franche-Comté

Administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CFE-CGC

Marie-Hélène Meyling

Né le 30 octobre 1960

Ingénieur Senior à la Direction Optimisation Amont / Aval et Trading d'EDF

Membre suppléant du Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) comme représentante des salariés des Industries Électriques et Gazières au titre de la CFDT

Administratrice d'EDF depuis septembre 2011, parrainée par la CFDT

Jean-Paul Rignac

Né le 13 mai 1962

Ingénieur-Chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF

Administrateur d'EDF depuis novembre 2007, parrainé par la CGT

Maxime Villota

Né le 25 novembre 1959

Coordinateur politique achats à la mission Finances et relations industrielles au centre nucléaire de production d'électricité d'EDF (Tricastin)

Administrateur d'EDF depuis décembre 2006, parrainé par la CGT

Depuis le 1er janvier 2013 et jusqu'à la date du présent rapport, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, Nom	Collège	Date de nomination	En remplacement de
M. Bruno Léchevin	Administrateur représentant l'État	Décret du 6 mai 2013	M. François Loos
M. Olivier Appert	Administrateur représentant l'État	Décret du 17 juin 2013	M. Yannick d'Escatha
M. Denis Morin	Administrateur représentant l'État	Décret du 14 décembre 2013	M. Julien Dubertret
Mme Sidonie Delalande	Administratrice élue par les salariés	1er février 2014	M. Philippe Maïssa

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

1.13.1.2 Les Comités du Conseil d'administration

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

Le Comité d'audit

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

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)

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

Le Comité de la stratégie

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

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

Le Comité d'éthique

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

Le Comité des nominations et des rémunérations

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

M. Maxime Villota a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité des nominations et des rémunérations (voir section 16.2.3.5 du document de référence 2013). Cette nomination résulte de la modification de l'article 16 des statuts de la Société, votée par l'Assemblée générale des actionnaires le 30 mai 2013, précisant que la composition des Comités du Conseil d'administration doit prévoir a minima un administrateur salarié.

1.13.2 Rémunérations des mandataires sociaux

Les tableaux ci-après font apparaître les rémunérations et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2013 aux mandataires sociaux d'EDF (Président-Directeur Général et administrateurs), par EDF et les sociétés qu'elle contrôle au 31 décembre 2013.

1.13.2.1 Rémunération du Président-Directeur Général

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

Le décret n°2012-915 du 26 juillet 2012 a modifié le décret du 9 août 1953 en instaurant un plafonnement à 450 000 euros pour la rémunération des mandataires sociaux des entreprises publiques auxquelles ce décret est applicable.

Détail des éléments de rémunération

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

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au dirigeant mandataire social en 2013 et aucune option n'a été exercée par lui au cours de l'exercice. De même, aucune action de performance n'a été attribuée au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé et aucune action de performance n'est devenue disponible.

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

Tableau récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social

Le tableau ci-dessous récapitule les rémunérations versées au Président-Directeur Général au cours de l'exercice 2013.

Exercice 2013	Montants versés au cours de l'exercice *(en euros)*
Henri Proglio, Président-Directeur Général	
Rémunération fixe	450 000
Rémunération variable	286 250[1]
Rémunération exceptionnelle	-
Jetons de présence	-
Avantages en nature [2]	7 696
TOTAL	**743 946**

(1) Montant du solde de la part variable due au titre de l'exercice 2012, versé courant 2013, tenant compte des sommes déjà versées au cours de l'exercice 2012.
(2) Ces avantages consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction et l'avantage en nature énergie.

1.13.2.2 Rémunération des administrateurs

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

L'Assemblée générale du 24 mai 2011, sur proposition du Conseil d'administration, a approuvé un montant de 200 000 euros pour l'enveloppe annuelle des jetons de présence pour l'exercice 2011 et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée. Aucune rémunération exceptionnelle n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2013 au titre de leur mandat.

Les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, applicables depuis l'exercice 2011, ont été adoptées par le Conseil d'administration du 22 juin 2011 sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable de 100 000 euros chacune :

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

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

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

Tableau récapitulatif des jetons de présence versés aux administrateurs

Administrateurs	**2013[1]**	2012[2]
Philippe Crouzet	36 783	39 355
Mireille Faugère	47 972	46 452
Michael Jay	38 182	36 129
Bruno Lafont	34 685	41 290
Pierre Mariani	42 378	36 774
Henri Proglio	-	-
TOTAL (EN EUROS)	**200 000**	**200 000**

(1) Au titre du second semestre 2012 et du premier semestre 2013.
(2) Au titre du second semestre 2011 et du premier semestre 2012.

1.13.2.3 Participation des mandataires sociaux dans le capital de la Société

Au 31 décembre 2013, les membres du Conseil d'administration de la Société détiennent un total de 887 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs :

	Nombre d'actions EDF
Henri Proglio (1)	51
Christine Chabauty (2)	23
Philippe Crouzet (1)	200
Mireille Faugère (1)	106
Alexandre Grillat (2)	59
Michael Jay (1)	200
Bruno Lafont (1)	150
Philippe Maïssa* (1)	39
Pierre Mariani (1)	1
Marie-Hélène Meyling (1)	28
Maxime Villota (2)	30

(1) Actions détenues en propre.
(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
**Administrateur jusqu'au 31 janvier 2014.*

Mme Lepetit, MM. Appert, Azéma, Léchevin, Morin, Rignac et Sellal ne détiennent aucune action EDF au 31 décembre 2013.

1.13.3 Organes de direction

1.13.3.1 Comité exécutif

À fin 2013, le Comité exécutif du groupe EDF réunit autour de Henri Proglio, Président-Directeur Général, Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Commerce, Optimisation, Trading et SEI, Marianne Laigneau, Directeur des Ressources Humaines Groupe, Pierre Lederer, Conseiller spécial du Président, Hervé Machenaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie, Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances, Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy, Alain Tchernonog, Secrétaire Général. Denis Lépée, Conseiller du Président, est Secrétaire du Comité exécutif.

1.13.3.2 Comité de Direction

À fin 2013, autour de Henri Proglio, le Comité de Direction Groupe est constitué de l'ensemble des membres du Comité exécutif du Groupe et de : Michèle Bellon, Président du Directoire d'ERDF, Jean-Paul Bouttes, Directeur Stratégie et Prospective, Antoine Cahuzac, Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles, Catherine Gros, Directrice de la Communication Groupe, Philippe Huet, Directeur Délégué auprès du Secrétaire Général, en charge des Risques, de l'Audit Groupe et des Systèmes d'information, Bruno Lescoeur, Directeur Délégué gaz et de l'Europe du Sud, Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles, Olivier Orsini, Directeur du Développement Amérique du Sud, Afrique, Moyen Orient, Communauté des Etats Indépendants (CEI) et partenariats associés, Bernard Salha, Directeur Recherche et Développement, Eric Thomas, Directeur Juridique Groupe. Denis Lépée est Secrétaire du Comité de direction et Alain Tchernonog préside ce comité en l'absence du Président-Directeur Général.

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

Le rapport 2013 du Président établi en application de l'article L.225-37 du Code de commerce ainsi que le rapport des Commissaires aux comptes correspondant sont transmis au Conseil d'administration simultanément au rapport de gestion.

1.14 Autres informations

1.14.1 Comptes sociaux résumés au 31 décembre 2013

En millions d'euros	**2013**	2012
Chiffre d'affaires net	43 423	44 106
Résultat d'exploitation	4 409	3 843
Résultat courant avant impôt	3 522	3 830
Résultat exceptionnel	164	196
Bénéfice net	2 938	3 566

1.14.2 Bénéfice net

Le compte de résultat 2013 d'EDF SA est marqué par une progression de 15 % du résultat d'exploitation. Cette évolution résulte pour l'essentiel de la diminution sensible des achats d'énergie et de l'augmentation de la subvention à recevoir au titre de la CSPE, due principalement à la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées et à la baisse des prix de marché de l'électricité. De plus, sur l'exercice 2013, la réforme des retraites se traduit par une reprise de provision d'exploitation de 393 millions d'euros et la décision du CoRDIS [1], relative aux impayés sur la part acheminement des créances clients, a un impact positif de 212 millions d'euros. En effet, suite à cette décision, ces impayés ne doivent plus être supportés par les fournisseurs d'électricité, mais par les distributeurs, ERDF en particulier. Par ailleurs, la prise en compte des nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique conduit à comptabiliser un complément de provision de 208 millions d'euros sur l'exercice 2013.

La diminution de 628 millions d'euros du bénéfice net provient pour la plus grande part du résultat financier qui baisse de 872 millions d'euros. Cette variation est due essentiellement au montant moins élevé des dividendes reçus des filiales ainsi qu'au produit de 629 millions d'euros comptabilisé sur l'exercice 2012 au titre des coûts de portage passés cumulés de la CSPE.

1.14.3 Affectation des résultats

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

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(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.

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

1. *Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE.*

1.14.4 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

(Extrait des comptes sociaux d'EDF)

	2013	2012	2011	2010	2009
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en millions d'euros)	930	924	924	924	924
Dotations en capital (en millions d'euros)					
Nombre d'actions ordinaires existantes	1 860 008 468	1 848 866 662	1 848 866 662	1 848 866 662	1 848 866 662
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	43 423	44 106	41 950	40 906	38 895
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	6 782	7 978	5 417	4 906	4 531
Impôts sur les bénéfices	748	460	356	660	402
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	2 938	3 566	1 118	1 492	4 580
Résultat distribué		2 309(1)	2 125(1)	2 122(1)	2 111(1)
Acompte sur résultat distribué	1 059	1 053	1 053	1 054	1 002
Résultats par actions (euro/action)					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	3,24	4,07	2,74	2,30	2,23
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1,58	1,93	0,60	0,81	2,48
Dividende attribué à chaque action		1,25(1)	1,15(1)	1,15(1)	1,15(1)
Acompte dividende attribué à chaque action	0,57	0,57	0,57	0,57	0,55
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	65 775	64 303	62 479	60 380	59 837
Montant de la masse salariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	3 843	3 687	3 600	3 377	3 265
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc…) *(en millions d'euros)*	2 614	2 551	2 161	2 125	2 025

(1) y compris acompte versé.

1.14.5 Règlements fournisseurs

Depuis le 1er décembre 2008, la société EDF applique les dispositions de la loi LME [1] en réglant ses fournisseurs à 60 jours date d'émission de la facture. Les dettes fournisseurs hors factures non parvenues d'EDF SA s'élèvent à 3 161 millions d'euros et se répartissent ainsi :

- dettes fournisseurs échus : 18 millions d'euros (moins de 1 %) ;
- fournisseurs à payer ayant une échéance inférieure ou égale à 60 jours : 3 063 millions d'euros (97 %) ;
- fournisseurs à payer ayant une échéance supérieure à 60 jours : 80 millions d'euros (2 %).

Les dettes fournisseurs ayant une échéance supérieure à 60 jours sont liées, pour l'essentiel, à des contrats relatifs aux activités nucléaires négociés avant le 1er janvier 2009 et n'ayant pas donné lieu à renégociation et, dans une moindre proportion, à des contrats qui n'entrent pas dans le champ d'application de la LME car relatifs à des activités hors métropole.

1. *Loi de modernisation de l'économie.*

La section 2 du présent rapport constitue la réponse du groupe EDF aux obligations portées par le décret d'application n° 2012-557 de la loi Grenelle 2, lequel oblige les entreprises à exposer les actions qu'elles mènent et les orientations qu'elles engagent pour prendre en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et remplir leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable :

- Section 2.2 informations environnementales (pages 215-231)
- Section 2.3 informations sociétales (pages 231-238)
- Section 2.4 informations sociales (pages 238-250)
- Section 2.5 indicateurs environnementaux et sociaux (pages 250-257).

↗ 2 Responsabilité d'entreprise

Fort de ses valeurs de respect, de responsabilité et de solidarité au service de la performance dans une exigence d'intégrité, le groupe EDF met en œuvre, depuis sa création, une stratégie tournée vers l'intérêt général et fondée sur une démarche de responsabilité d'entreprise.

Cette démarche se traduit notamment par la recherche permanente de la sécurité des personnes, de la sûreté des installations industrielles et de la protection de l'environnement, tout en contribuant à la sécurité d'un approvisionnement électrique de qualité et compétitif, proposé dans chaque pays où le Groupe opère.

Les politiques du groupe EDF s'inscrivent dans cette démarche de responsabilité d'entreprise (RE) :

- la stratégie du Groupe à horizon 2020, présentée lors de l'Assemblée générale de 2011 ;
- la politique de développement durable de niveau Groupe, signée en 2009, par les principales sociétés du Groupe ;
- les Engagements de responsabilité d'entreprise du groupe EDF, présentés lors de l'Assemblée générale de 2013 ;
- une démarche globale en matière de Ressources Humaines et dans le domaine social baptisée Vision RH 2020; elle se décline dans des politiques Groupe (diversité, égalité professionnelle, handicap…) et à travers un accord mondial de Responsabilité Sociale de l'Entreprise (RSE) signé avec les organisations syndicales de 16 sociétés du Groupe ;
- une charte éthique Groupe validée en 2013.

Les **Engagements de responsabilité d'entreprise** ont vocation à fédérer les sociétés du groupe EDF autour de onze objectifs communs assortis d'indicateurs de mesure et de suivi, pour générer davantage de valeur et de performance globales. Transverses aux différentes politiques et démarches du Groupe qui relèvent de la RE (politique développement durable du Groupe, Vision RH 2020, politique d'achats responsables, …), ils sont issus d'un processus de 2 ans, mené avec les métiers et les sociétés du Groupe, qui a accordé une large place à la consultation des salariés et des managers via des interviews et / ou groupes de travail.

Ils se déclinent selon trois axes :

Industriel responsable

La responsabilité d'EDF porte d'abord sur l'exercice de ses métiers, producteur et commercialisateur d'un bien particulier, l'électricité, essentiel pour le développement humain et économique de la planète. En tant que premier opérateur nucléaire mondial, il conduit l'exercice de son métier dans une exigence de sûreté, guidé par le sens de l'intérêt général. Participer à la lutte contre le changement climatique est un devoir.

Sa traduction dans toutes les sociétés du Groupe : privilégier les énergies bas carbone, investir pour une plus grande compétitivité des énergies renouvelables et rendre prioritaire l'apport de ses compétences pour renforcer la maîtrise des déperditions énergétiques des logements, dans des conditions économiquement viables pour ses clients.

Engagements associés :

- maintenir le meilleur niveau de sécurité de ses installations ;
- rester le meilleur des grands énergéticiens dans le développement des énergies bas carbone ;
- investir dans les énergies renouvelables et renforcer leur compétitivité ;
- contribuer significativement à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements.

Employeur responsable

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur du projet stratégique d'EDF. Elle est garante de la performance du Groupe. La santé et la sécurité de ses salariés comme de ses sous-traitants sont une priorité absolue.

Pour faire face à ses enjeux industriels, EDF doit rester un employeur de premier plan, référent en termes de professionnalisme et d'engagement des salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. Partout où le Groupe opère, il le fait dans le respect de ses valeurs, en exigeant intégrité et respect des droits fondamentaux.

Engagements associés :

- réduire résolument les accidents du travail de ses salariés et des sous-traitants ;
- maintenir l'excellence professionnelle et la performance de ses équipes par la formation et la promotion de la diversité ;
- ne tolérer, dans toutes les sociétés du Groupe et chez ses fournisseurs, aucune violation des droits de l'homme, aucune fraude ni corruption.

Partenaire responsable

Parce que les questions d'énergie concernent tout le monde, parce que l'électricité produite transforme la vie des gens et modifie aussi leurs environnements, le groupe EDF est investi dans un dialogue avec ses parties prenantes, à toutes échelles de territoire ; ses priorités : renforcer la transparence sur des sujets sur lesquels la société civile interpelle l'entreprise, créer de la valeur économique là où le Groupe est implanté, préserver et partager la ressource en eau, parce qu'elle est indispensable tant à son activité qu'à la vie de ses concitoyens et renforcer ses actions dans la lutte contre la précarité énergétique, à l'heure où elle s'amplifie sous l'effet de la crise.

Engagements associés :

- favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles ;
- contribuer par l'emploi au développement des territoires ;
- lutter de façon volontariste contre la précarité énergétique et promouvoir l'accès à l'électricité ;
- préserver la ressource en eau dans toutes ses activités.

2.1 Politique de développement durable

La **Politique développement durable** du Groupe articule respect de l'environnement, responsabilité sociétale et gouvernance, et permet aux sociétés du Groupe d'inscrire leurs actions dans un cadre de cohérence partagé. Cette politique entend répondre à 3 enjeux et associe 3 engagements à chacun d'entre eux.

1. Lutter contre le changement climatique et préserver la biodiversité.

- rester le groupe le moins émetteur de CO_2 des grands énergéticiens européens ;
- adapter le parc de production et les offres commerciales au changement climatique ;
- réduire l'impact environnemental, notamment sur la biodiversité.

2. Faciliter l'accès à l'énergie et développer des liens de proximité avec les territoires où le Groupe opère.

- favoriser l'accès à l'énergie et à l'éco-efficacité énergétique ;
- développer dans la durée la proximité avec les territoires ;
- contribuer à l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie.

3. Contribuer au débat par le dialogue, l'information et la communication.

- poursuivre, avec les parties prenantes, la réalisation de la politique de développement durable et le partage des valeurs dans le Groupe ;
- communiquer et rendre compte des activités et résultats du Groupe dans ce domaine ;
- participer au débat national et international sur le développement durable.

En 2014, le groupe EDF prévoit de renouveler sa politique de développement durable afin de prendre en compte l'évolution des contextes (marchés énergétiques, enjeux sociétaux, situation environnementale…), de réévaluer les attentes de la société civile et de renforcer ses positions sur des sujets devenus de réels enjeux de business aujourd'hui, aux premiers rangs desquels la biodiversité, l'eau, l'efficacité énergétique, le développement local et la précarité énergétique.

2.1.1 Pilotage du développement durable

La gouvernance du développement durable s'articule autour des organisations, systèmes et instances de pilotage suivants :

- une **Direction du développement durable** Groupe dont la mission est de coordonner et accompagner les directions d'EDF et les sociétés du Groupe dans la réalisation des engagements de la politique de développement durable et d'en assurer le reporting.
  La Direction du développement durable a défini trois leviers : le dialogue avec les parties prenantes, l'accompagnement du développement durable dans les projets et le management du développement durable au sein du Groupe ;
- un **Comité de développement durable** Groupe (*Group Sustainable Development Committee*), qui réunit les responsables du développement durable des principales filiales et directions du Groupe. Dans le respect des règles d'autonomie des entités du Groupe, il a pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique développement durable du Groupe, de coordonner les actions dans le cadre de la certification ISO 14001 Groupe et de favoriser le partage d'expériences et de bonnes pratiques entre les sociétés et entités qui le composent. En 2013, il s'est réuni 3 fois, notamment pour étudier les adaptations à apporter à l'actuelle politique développement durable du Groupe au regard des nouveaux enjeux, partager le développement des nouveaux engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe, suivre l'avancement du déploiement de la charte éthique Groupe, engager une réflexion sur la ressource « eau » et les engagements que EDF a pris dans ce domaine, et débattre de la durabilité du développement d'une politique biomasse ;
- un **système de management environnemental** (SME) déployé dans toutes les entités (§ 2.2.1.1) ;
- le **criblage des projets** qui sont présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG). Les projets d'investissements les plus importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en CECEG, à une évaluation au regard de leur exposition aux risques de « non-réalisation d'engagements de développement durable ».

2.1.2 Sensibilisation et formation des managers et des salariés au développement durable

La Politique développement durable du Groupe affiche parmi ses objectifs la formation et la sensibilisation des personnels sur les questions environnementales.

En outre, le processus de certification ISO 14001 dans lequel l'entreprise est engagée depuis une dizaine d'années l'enjoint à maintenir et développer les compétences des salariés en matière d'environnement et de développement durable.

2.1.2.1 Sensibilisation des managers et salariés au développement durable

EDF et les sociétés du Groupe ont poursuivi en 2013 leurs actions de sensibilisation et de prise en compte des enjeux du développement durable pour les managers et les salariés, essentiellement via :

- la Communauté développement durable, outil intranet de sensibilisation aux attentes des parties prenantes du Groupe et aux enjeux environnementaux et sociétaux du secteur énergétique ;
- la sensibilisation systématique des acheteurs à la question de l'insertion par l'activité économique ;
- la réalisation d'un court métrage qui vise à combattre les idées reçues sur les prestations effectuées par les entreprises des secteurs protégé et adapté, diffusé aux acheteurs du Groupe.

Chaque société a engagé par ailleurs des opérations spécifiques, parmi lesquelles :

- la poursuite du projet « Achats Responsables » d'EDF en France pour inciter tous les acheteurs à intégrer les composantes environnementales et sociétales dans les contrats d'achats, avec la réalisation de 14 nouvelles sessions en 2013 ;
- l'organisation de la troisième édition du Concours déchets inter-métiers EDF – ERDF « Ça déborde, à vous de jouer », à l'occasion de la semaine européenne des déchets de l'Ademe [1] (109 projets présentés) ;
- la mise à disposition par EDF à ses salariés de modules de sensibilisation sous forme d'*e-learning* (quiz « Introduction au développement durable », quiz « RH et développement durable ») ;
- l'intégration de deux critères de responsabilité d'entreprise dans le calcul de l'intéressement des salariés d'EDF, participant à hauteur de 40% à l'intéressement global, dont un portant sur le taux de valorisation des déchets dont EDF est responsable et l'autre sur le taux de salariés ayant suivi au moins une formation dans l'année ;

1. *Agence de développement et de la maîtrise de l'énergie.*

- la mise en place par EDF Energy du dispositif *Company Incentive Plan (CIP)*, qui intègre des critères d'intéressement des salariés fondés sur la tenue des engagements de performance économique, environnementale et sociale de l'entreprise ;
- la sensibilisation de tous les nouveaux arrivants aux défis du développement durable chez EDF Energy, via le programme *EDF Energy & me* ;
- la mise en place chez EDF Luminus d'une session de sensibilisation des salariés à l'empreinte écologique et aux économies d'eau, dispensée par le management (900 heures effectuées) ;
- l'organisation de cursus sur les thèmes environnementaux par Edison en Italie (2 800 heures, 309 salariés touchés en 2013) ;
- la poursuite d'un programme de sensibilisation des salariés à la santé, la sécurité et l'environnement par Nam Theun Power Company au Laos (262 salariés en 2013 ; plus de 900 salariés sensibilisés en trois ans).

2.1.2.2 Formation des managers et salariés au développement durable

En **France**, EDF a revu ses Orientations de formation et a créé un axe « développement durable » pour renforcer l'intégration du développement durable dans les plans de formations des directions métiers. En parallèle, a été refondu un catalogue unique d'offre de formations développement durable, en lien avec les principaux enjeux définis par la Direction développement durable : dialogue avec les parties prenantes, calcul de l'empreinte de l'eau, réglementation de la biodiversité, gestion des déchets, ou maîtrise des risques chimiques environnementaux. Les principales actions ont porté sur :

- le déploiement du Référentiel management de projet, qui s'accompagne d'un outil d'aide au diagnostic territorial et de la méthodologie Durabilis, pour aider les chefs de projets à élaborer des plans d'action développement durable et les inciter à mieux identifier les parties prenantes concernées par leur projet, les conséquences du projet sur l'emploi local, les impacts sur la biodiversité. Le déploiement s'est effectué dans le cadre des formations « Développer et piloter un projet » et de la communauté « management de projet » sur intranet, créée à cet effet en 2013 ;
- la refonte, suite au retour d'expérience, de la formation « Achats et développement durable », accessible à tous les acheteurs (364 heures de formation délivrées en 2013) ; elle complète le module « achats responsables » présenté systématiquement à tout nouvel acheteur (2 485 heures dispensées en 2013) ;
- la création d'une formation de 4 jours à la gestion et à l'optimisation des déchets industriels pour les salariés des métiers de la production, suivie par 100 personnes en 2013 ;
- l'intégration d'un volet « biodiversité » dans le module de formation à l'environnement, obligatoire pour tous les embauchés de l'ingénierie nucléaire.

ERDF a complété son offre de formation sur la prise en compte des parties prenantes par l'organisation en 2013 d'un séminaire « Partager nos réalisations et co-construire ensemble nos projets », suivi par la majorité des chefs de projets en rénovation urbaine, pour lesquels l'entreprise a également créé une formation spécifique sur le thème « Renouvellement urbain : enjeux et acteurs ».

EDF Énergies Nouvelles a formé 30% de ses effectifs français au management environnemental, à la sécurité environnementale, ainsi qu'à la Directive Européenne 2004/17/CE relative aux procédures de passation des marchés visant à contribuer à la protection de l'environnement et à la promotion du développement durable. Tous les nouveaux embauchés en France ont été formés aux enjeux développement durable et au respect de l'environnement dans le cadre de leur parcours d'intégration.

À **l'international**, 150 salariés d'EDF Polska et 1 395 employés d'EDF Demasz ont suivi en 2013 des formations à la protection de l'environnement et au développement durable. Tous les nouveaux embauchés d'EDF Energy ont été évalués sur leur appréciation des engagements environnementaux et sociétaux de l'entreprise, suite à la formation obligatoire (*Sustainable Steps*) qu'ils reçoivent à leur arrivée.

2.2 Informations environnementales

2.2.1 Domaine environnemental

2.2.1.1 Organisation et certification ISO 14001

Le système de management environnemental (SME) est organisé, à l'échelle du Groupe, de façon à coordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements environnementaux de la politique développement durable du Groupe via une animation assurée par un Comité développement durable Groupe, un Directoire environnement pour EDF et des groupes thématiques.

Le groupe EDF est certifié ISO 14001 depuis 2012. En 2013, le périmètre certifié représente 95% du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et ses filiales et participations.

En juin 2013, l'organisme de certification indépendant AFNOR a émis un nouveau certificat ISO 14001 du Groupe, intégrant de nouveaux sites certifiés des entités d'EDF Trading, de SLOE Centrale et d'Électricité de Strasbourg.

L'audit de l'AFNOR a notamment relevé que les engagements de Responsabilité d'Entreprise du groupe EDF venaient renforcer la perspective et le sens à l'action environnementale engagée.

En **France**, le programme de management environnemental, actualisé et validé lors de la revue du SME en Directoire environnement du 20 mars 2013, vise à consolider les actions environnementales en vue d'atteindre les objectifs de la politique de développement durable d'EDF.

Les actions les plus significatives sont :

- poursuivre la réduction des émissions de CO_2 du Groupe par l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire et par l'adaptation de son mix énergétique (développement des ENR et mise en service de nouvelles unités de production) ;
- intégrer les exigences des nouveaux textes réglementaires dans les métiers (EPR, arrêté INB, …) ;
- maîtriser la gestion des déchets radioactifs sans incident et respecter les autorisations de rejets ;
- poursuivre la réalisation des guides biodiversité et préparer l'intégration d'EDF à la Stratégie Nationale Biodiversité Française (cf. § 2.2.6 « Protection de la biodiversité ») ;
- améliorer la gestion et la valorisation des déchets conventionnels, notamment la réduction à la source des déchets de chantier ;
- passer au crible des critères de développement durable les projets d'investissement de développement et de maintenance des installations industrielles ;
- maintenir le bon niveau de sensibilisation du management et des salariés (communication et formation) ;
- mieux valoriser les efforts des salariés à l'atteinte des résultats ;
- améliorer encore l'organisation assurant la conformité réglementaire des activités (rénovation de l'outil de veille).

Au niveau **Groupe**, lors de la revue annuelle de juin 2013, les membres du *Sustainable Development Committee* ont défini les grandes orientations suivantes :

- continuer l'intégration, dans le certificat ISO 14001 Groupe, des sociétés elles mêmes certifiées ;
- mettre en œuvre les engagements du Groupe dans le domaine de l'eau (cf. § 2.2.4.2) avec le support d'un groupe de travail international dédié ;

- présenter aux instances décisionnelles du Groupe une analyse de la thématique Eau pour en faire mieux comprendre les risques et les opportunités ;
- analyser l'approche que chaque entité du Groupe a adoptée face à la Directive Européenne REACH[1].

2.2.1.2 Pilotage des risques environnementaux

La cartographie et la mesure du niveau de maîtrise des risques sont réalisées par la Direction Contrôle des Risques Groupe en relation avec l'ensemble des filiales et des entités du Groupe. Elle intègre dans son périmètre les risques environnementaux d'EDF.

L'actualisation 2013 a mis en exergue un durcissement progressif de la réglementation générant des risques potentiels de non conformité et souligne également une réduction des risques liés à l'utilisation des produits chimiques, du fait de l'élimination de certaines substances (PCB et remplacement de produits chimiques).

Comme en 2012, les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeux économiques et financiers, relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants :

- déploiement des actions d'efficacité énergétique et obtention des certificats associés ;
- impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ;
- préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes ;
- gestion de la ressource en eau ;
- émissions de gaz à effet de serre.

Ces risques sont totalement intégrés au SME et au dispositif de contrôle interne du Groupe et font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la Politique développement durable du Groupe.

Moyens consacrés à la prévention des risques et pollutions

Pour maîtriser ses risques d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel et/ou à la santé publique, EDF met en œuvre :

- une politique active d'investissements et un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation est arrêtée, qui comporte des opérations de dépollution[2];
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées ;
- des inspections et des audits sur les sites de production (cf. § 2.2.2.1 « sûreté nucléaire » et § 2.2.2.2 « sûreté hydraulique ») ;
- des exercices de crise : en France en 2013, en complément des exercices périodiques effectués localement sur chaque site nucléaire, 13 exercices nationaux, dont 5 avec les pouvoirs publics français, ont été réalisés sur les 19 centrales du parc nucléaire. Au niveau international, les sociétés testent régulièrement leurs procédures par des exercices de crise ; en 2013, EDF Energy a réalisé un exercice sur le chantier de construction de la nouvelle centrale nucléaire de Hinkley Point C ;
- un système de management environnemental Groupe maintenu et amélioré en permanence dans les entités et sur les sites avec des audits externes de certification ISO 14001.

2.2.1.3 Incidents environnementaux

Chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Ces événements d'importance mineure relèvent le plus souvent de problèmes rencontrés en exploitation tels que des déversements de faible volume et très localisés de produits hydrocarbures, des rejets de poussière dans l'air, une pollution historique de sols ou une variation de débit réservé à l'aval d'ouvrages hydrauliques.

Chaque événement est analysé individuellement et la revue globale du système de management certifié ISO 14001 permet de définir les actions correctives à lancer pour éviter leur renouvellement.

En 2013, ces incidents, sans impact environnemental ou sanitaire, ont principalement concerné des fuites ou déversement d'hydrocarbures ou d'acide. Ils ont été maîtrisés selon les procédures d'urgence en vigueur.

Certains de ces événements sont suivis de contentieux issus de plaintes déposées par des ONG, notamment Sortir du Nucléaire, auprès des autorités judiciaires. En 2013, deux condamnations ont été prononcées à l'encontre d'EDF en France. Des plans d'actions ont été mis en place dans les unités d'exploitation pour garantir un meilleur confinement des produits.

Durant l'année 2013, il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu[3].

2.2.1.4 Recherche et développement dans le domaine environnemental

La R&D du groupe EDF, à travers ses programmes d'anticipation de moyen et long termes, prépare l'évolution des métiers du Groupe en lien avec les sociétés qui le composent et répond à ses enjeux environnementaux. En France, EDF consacre plus de 20% de son budget R&D au domaine de l'environnement. Un tiers du budget est destiné à anticiper les ruptures technologiques industrielles. La R&D initie également d'autres formes de recherche collaborative, notamment avec l'Ademe ou l'Institut d'excellence pour les énergies décarbonées (IEED).

Par ailleurs, EDF est partenaire de quatre fonds de capital-risque dans le domaine des technologies propres, dont Electranova Capital, qui dispose d'une capacité d'investissement minimum de 60 millions d'euros, dont 30 apportés par EDF. En 2013, le fonds a réalisé deux nouveaux investissements : dans la société française Forsee (développement de solutions de stockage d'énergie) et dans la start-up américaine Enlighted (spécialiste de l'optimisation énergétique des bâtiments).

Les trois grandes priorités de la R&D s'articulent autour des thématiques suivantes (cf. § 1.5.2) :

- consolider et développer un mix énergétique «décarboné» ;
- adapter le système électrique ;
- piloter la demande énergétique.

Dans ce cadre, les principaux axes de travail 2013 dans le domaine du développement durable sont :

- la maîtrise de l'impact des installations nucléaires sur l'environnement : intensification de la recherche autour de la sûreté (risques d'inondation d'origine externe) et de la durée de fonctionnement des centrales ;

1. *L'Union européenne (UE) a mis en place le système REACH, un système intégré d'enregistrement, d'évaluation, d'autorisation et de restrictions des substances chimiques et institué une agence européenne des produits chimiques.*
2. *Ces opérations de dépollution peuvent concerner des situations de contamination et de dénaturation antérieures à la phase d'exploitation par EDF.*
3. *Evénement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et les équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.*

- l'amélioration de la compétitivité et de la disponibilité des centrales nucléaires, avec pour objectif de produire autant d'électricité en réduisant les consommations de combustible ;
- l'évaluation et maîtrise de l'impact des ouvrages d'EDF sur la qualité des eaux de surface ;
- l'évaluation des débits futurs des fleuves à proximité des centrales de production d'EDF en fonction de l'évolution du changement climatique ;
- l'évaluation des risques de pénurie de 11 matériaux en risque de raréfaction (chrome, argent, indium, cadmium, lithium, bore…) ;
- la réduction des coûts des énergies renouvelables, notamment des filières « éolien en mer » et « photovoltaïque » ;
- l'impact du développement en Europe d'énergies intermittentes qui nécessite une plus grande flexibilité des moyens de production centralisée ;
- le stockage de masse de l'électricité en lien avec le développement des énergies renouvelables ;
- l'insertion des productions intermittentes et décentralisées d'origine renouvelable dans les réseaux, via notamment la mise en service de Concept Grid, plate-forme expérimentale unique au monde, à mi-chemin entre essais en laboratoire et expérimentations de terrain ;
- le captage et stockage géologique du carbone, avec mise en service du premier démonstrateur de captage sur la centrale thermique du Havre (1ère tonne de CO_2 captée en juillet 2013) ;
- la valorisation des pertes énergétiques industrielles par les pompes à chaleur haute température ;
- le développement d'outils de planification pour les villes et territoires durables ;
- les nouvelles architectures de comptage intelligent et pilotage direct des usages, en appui au développement du projet Linky, outil d'aide à la maîtrise des consommations.

2.2.2 Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers

2.2.2.1 La sûreté nucléaire

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est la priorité du groupe EDF. Elle est prise en compte dès la conception des ouvrages, fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) qu'externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO[1] et audits OSART[2] conduits par les experts de l'AIEA[3]).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN). Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES — *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés événements de niveau 0.

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la FARN a également été retenue par l'ASN, à la suite d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) réalisées par EDF.

Dans l'objectif de maintien d'un parc nucléaire performant et sûr, au-delà des 40 ans de fonctionnement, EDF met en œuvre un projet industriel cohérent. Il vise notamment à améliorer les performances de sûreté nécessaires à l'obtention, par l'ASN et par l'Etat, des autorisations de poursuite de l'exploitation.

Au Royaume-Uni, l'*Office for Civil Nuclear Security* (OCNS, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

Aux États-Unis, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) contrôle la qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire. De plus, l'*Institute of Nuclear Power Operations* (l'INPO) qui réunit tous les exploitants nucléaires américains, réalise des évaluations et des analyses, avec pour objectif l'excellence dans l'exploitation.

Résultats 2013

Aucun incident majeur de sûreté ou rejet supérieur à la limite réglementaire n'est à déplorer en 2013.

En France, l'année 2013 est marquée par la bonne tenue des résultats du parc nucléaire, avec l'absence, pour la première fois depuis 2010, d'événement significatif pour la sûreté (ESS) de niveau 2 sur l'échelle internationale INES, et avec une diminution significative de 23% du nombre d'ESS de niveau 1 (1,19 par réacteur contre 1,55 en 2012). Le nombre total d'ESS déclarés en 2013 à l'ASN s'élève à 11,6 par réacteur et reste stable par rapport à 2012 (11,9).

Le nombre d'arrêts automatiques par réacteur (AAR) atteint 0,59 (0,55 en 2012), un résultat satisfaisant au regard des meilleures performances internationales, comparable à celui des 69 réacteurs REP des États-Unis (0,60). Il est à noter que 32 réacteurs n'ont pas connu d'AAR sur l'ensemble de l'année (36 en 2012).
Les bons résultats obtenus en 2012 dans le domaine incendie, risque potentiel majeur dans les installations nucléaires, se confirment, avec un faible nombre de départs de feu et une meilleure prise en compte de la prévention et de l'organisation sur l'ensemble des sites. Enfin, après une année 2012 en retrait, des progrès sont à noter dans la maîtrise des essais périodiques, une activité qui apporte tout au long de la vie des réacteurs la démonstration de la disponibilité des matériels et des systèmes importants pour la sûreté : le nombre des ESS détectés lors de la réalisation de ces essais a connu en effet une baisse sensible de 20%.

Au Royaume-Uni, les pratiques de déclaration du nombre d'ESS sont différentes de celles opérées en France, compte tenu des exigences des autorités de sûreté respectives. Peu comparable à celui d'EDF, le nombre d'ESS déclarés par EDF Energy est en légère augmentation (5,1 par réacteur contre 4,6 en 2012). Plus comparable, le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1, reste bas, au même niveau que 2012 (0,80 par réacteur). 2013 a confirmé les progrès de l'année précédente relatifs à l'exploitation des machines de manutention du combustible dans les réacteurs AGR, suite à des efforts importants de fiabilisation. Aucun départ de feu ni incendie majeur n'ont été enregistrés en 2013 ; pour autant, les observations faites lors des visites de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire rejoignent celles des Peer Reviews de WANO : malgré une réduction notable des fuites d'huile, des efforts sont encore à produire pour mobiliser les personnels sur la prévention dans le domaine incendie.

Aux États-Unis, l'INPO classe et analyse les événements significatifs pour la sûreté. Le nombre d'ESS de CENG diminue légèrement, passant de près de

1. *World Association of Nuclear Operators, Association des exploitants nucléaires mondiaux.*
2. *Operational Safety Review Team.*
3. *Agence Internationale de l'Énergie Atomique.*

11 par réacteur en 2012 à 8,8. Le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1, baisse légèrement (0,8 par réacteur) et retrouve son niveau de 2011. Aux États-Unis, il faut considérer le cumul des arrêts automatiques et des arrêts manuels, les procédures demandant plus souvent aux opérateurs de déclencher manuellement l'arrêt d'un réacteur, avant l'action des automatismes. Les résultats de CENG s'améliorent, passant à 0,68 par réacteur contre 0,87 en 2012, avec des situations contrastées entre les différents sites. De bons taux d'indisponibilités fortuites sont à relever : le taux moyen de 1,7% situe la performance du parc de CENG au-dessus de la moyenne américaine.

Les résultats détaillés 2013 sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur de la sûreté nucléaire et disponibles sur le site internet du rapport de développement durable (http://rapport-dd.edf.com, parution mai 2014).

2.2.2.2 La sûreté hydraulique

EDF exploite en France 436 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. Le parc hydraulique français affiche 70 ans d'âge moyen. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation.

En 2013, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant. Un seul événement EISH classé « orange » (événement important pour la sûreté hydraulique ayant entraîné une mise en danger de personnes au sens de l'arrêté du 21 mai 2010) est survenu, sans avoir entraîné de blessure. Il confirme cependant la nécessité de poursuivre les plans d'actions engagés pour la sûreté. Les principaux indicateurs continuent d'afficher un bon niveau :

- bonne détection des événements significatifs sans caractère de gravité (ESSH 0) par les équipes de terrain, avec environ 3 000 événements détectés ;
- faible proportion d'événements ayant eu des conséquences externes (ESSH > ou = 1). 57 événements sont survenus, dont 24 sont dus aux crues exceptionnelles ;
- réduction du nombre de sites, à l'aval des ouvrages, présentant une sensibilité élevée aux risques liés aux variations de débit, qui passe de 114 en 2005 à 19 en 2013, même s'il faut constater une légère remontée par rapport aux 16 sites comptabilisés en 2012.

En juin 2013, dans plusieurs régions, les événements climatiques ont généré des crues importantes. Les crues exceptionnelles survenues dans les Pyrénées ont engendré des dégâts considérables sur le linéaire des cours d'eau en montagne et sont à l'origine de dégradations de certaines parties des aménagements concédés. Le plus important reste l'absence de dommage humain et matériel lié à la conduite des aménagements en crue, ce qui confirme la bonne gestion des barrages par les équipes d'EDF.

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée et la politique de maintenance à long terme a été actualisée en 2012.

Engagé en 2007, le programme de rénovation du patrimoine hydraulique « SuperHydro » (sûreté et performance du parc) est réalisé à 88%. Il est relayé par un programme de maintenance à long terme, destiné à lui succéder, qui comporte un volet dédié à la sûreté hydraulique: le programme IPHE-S (Ingénierie du parc hydraulique en exploitation – volet sûreté) dont les activités réalisées en 2013 ont dépassé en nombre et en ressources annuelles celles de « SuperHydro ».

Dans ce cadre, des mesures d'actions immédiates de maintenance (dispositifs et moyens particuliers, DMP) ont été prises pour s'assurer que les marges de sûreté sont bien identifiées et les parades actives, dans l'attente de la réalisation des travaux. À fin 2013, 610 DMP sont effectifs et suivis sur les 5 familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

Au global, à l'horizon 2017, 908 millions d'euros auront été consacrés à la sûreté.

Ces deux programmes sont renforcés par le projet « RenouvEau », dont l'objectif est d'améliorer tant la sûreté que la performance et la compétitivité du parc hydraulique. Il sera déployé sur l'ensemble des grandes installations du parc hydraulique en 2014, après une phase de validation l'an passé sur des entités pilotes.

Le décret du 11 décembre 2007 a fixé de nouvelles obligations réglementaires au propriétaire ou concessionnaire d'un barrage, dont la réalisation d'études exhaustives contributives à la sûreté : études de danger (EDD) pour les ouvrages de classe A (barrages dont la hauteur est supérieure ou égale à 20 mètres), et B (barrages dont la hauteur est supérieure à 10 mètres et dont le volume dépasse un seuil fixé par la réglementation) et revues de sûreté pour les ouvrages de classe A. EDF respecte le calendrier attendu de ces études, qui consolident la vision d'ensemble des risques et des parades associées à ces ouvrages.

Pour en savoir plus, consultez le rapport 2013 de l'inspecteur sûreté hydraulique, disponible sur le site internet du rapport de développement durable (http://rapport-dd.edf.com, parution mai 2014).

2.2.3 Gestion des déchets

2.2.3.1 Les déchets radioactifs

En France, les déchets radioactifs sont classés selon leur activité et leur durée de vie, selon la classification de l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs). Ces déchets sont inventoriés et localisés ; les données sont publiques et actualisées régulièrement par l'ANDRA.

Les déchets radioactifs sont gérés selon quatre principes industriels : limiter leurs quantités, les trier par nature de déchets, les conditionner sous forme stable et les isoler de l'homme et de l'environnement. Les déchets radioactifs sont produits en quantités limitées : 1 MWh d'électricité nucléaire (l'équivalent de la consommation mensuelle de 2 ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets radioactifs, dont 90% de déchets à vie courte.

Résultats pour EDF en France	Unité	**2013**	2012	2011
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction (TFA)	t	1 110	2 528	634
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte (F&MA)	m^3/TWh	19,0	20,7	15,6
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue (H&MA)	m^3/TWh	0,86	0,88	0,87
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 099	1 075	1 199

EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'Etat français, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Actuellement, 22 tranches nucléaires de 900 MW utilisent ce combustible (sur les 34 tranches 900 MW) et deux nouvelles tranches ont reçu l'autorisation de l'ASN. L'objectif pour les années futures est un

chargement de 120 tonnes de MOX par an. Depuis 2010, les capacités de recyclage conduisent à traiter près de 1 050 tonnes de combustible usé par an sur environ 1 200 tonnes de combustible consommé.

Les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2013 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007.

Au 31 décembre 2013, les provisions du groupe EDF pour déconstruction et derniers cœurs s'élèvent à 22 150 millions d'euros et celles pour aval du cycle nucléaire à 20 547 millions d'euros. Le prix du kilowattheure intègre donc toutes les charges liées à cette responsabilité : le coût de gestion des déchets à vie longue ainsi que celui de la déconstruction des centrales et le conditionnement actuel des déchets.

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en catégories haute, moyenne ou faible activité (respectivement DHA, DMA et DFA) et traités de manière différenciée. Les déchets de moyenne activité sont stockés sur le site des centrales dans des installations dédiées et inspectés conformément aux exigences de sûreté. Les déchets de faible activité sont stockés sur le site des centrales jusqu'à préparation de leur expédition (pour traitement ou élimination). Ils font l'objet de surveillance et d'inspections régulières.

Résultats pour EDF Energy	Unité	**2013**	2012	2011
Uranium évacué	t	177	216	211
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m³	655	698	608
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m³	178	161	161

Aux États-Unis, le gouvernement fédéral ayant interdit le retraitement du combustible nucléaire usé, le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA), institué en 1982, a imposé à CENG de construire, par l'intermédiaire du Département de l'énergie (DOE), un stockage définitif pour le combustible usé et les déchets hautement radioactifs.

Résultats pour Constellation Energy Nuclear Group (CENG)	Unité	**2013**	2012	2011
Combustible nucléaire livré	t	44	46	48
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m³	1 411	2 419	1 287

Travaux de R&D

La R&D du groupe EDF oriente de nombreux travaux, internes ou en partenariats, sur le sujet des déchets radioactifs.

Ces programmes de recherche concernent principalement les questions de transport, d'entreposage, de traitement et de stockage du combustible usé et de ses déchets associés.

La R&D et l'ANDRA poursuivent leur collaboration sur le comportement des colis de déchets en situation de stockage géologique et sur les modèles de simulation du comportement des roches hôtes, l'argilite notamment.

Du fait de son parc nucléaire britannique majoritairement de technologie graphite gaz (RAG, réacteur avancé refroidi au gaz), EDF participe au projet européen Carbowaste sur la gestion du graphite issu de la déconstruction, aux côtés d'organismes de recherche allemands, du CEA, de l'Université de Manchester et de l'ANDRA. Ce projet a démarré en 2013 pour une durée de quatre ans.

EDF Energy oriente principalement ses projets de recherche sur le traitement des déchets à vie longue dont le principal programme *AGR ILW Debris Vaults Engineering Design Review* porte sur le système de suivi des infiltrations d'eau dans l'enceinte pendant la période de démantèlement/maintenance.

2.2.3.2 Gestion des effluents radioactifs

En France, la gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales nucléaires obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations. La performance des centrales en termes de rejets radioactifs dépend tout autant de l'efficacité des systèmes de traitement des effluents que des pratiques d'exploitation.

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation font que les rejets radionucléides sous forme liquide par les centrales nucléaires (hors tritium et carbone 14) ont atteint un niveau « plancher » très bas depuis plusieurs années, après une diminution d'un facteur 100 en 15 ans. Ce résultat est le fruit des efforts accomplis sur la collecte, le tri et l'orientation des effluents à la source, l'augmentation des traitements par évaporation, la mise en œuvre de procédés de déminéralisation et l'optimisation du recyclage des effluents.

Les rejets de tritium et de carbone 14 constituent les seuls rejets radioactifs des centrales nucléaires. De faible radiotoxicité, leur effet sur la dosimétrie est également très faible (inférieure à quelques µSv/an, très en deçà de la limite annuelle pour la personne la plus exposée du public, fixée réglementairement à 1 000 µSv/an).

Des mesures réalisées dans l'environnement par l'exploitant permettent de vérifier l'absence d'impact du fonctionnement des installations.

Enfin, des campagnes de prélèvements et de mesures, effectuées par des laboratoires extérieurs et des universités, au titre du suivi radioécologique et hydrobiologique, viennent confirmer l'absence d'impact à long terme.

Au Royaume-Uni, les effluents radioactifs restent stables et dans les limites réglementaires en vigueur, compte tenu des variations de production électrique.

2.2.3.3 Les déchets industriels

Dans sa politique de développement durable, le groupe EDF s'engage à limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de management environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels privilégie leur réduction à la source, leur tri, leur valorisation, particulièrement pour les déchets de chantier et le recours en amont aux produits éco-conçus et aux éco-produits. Une démarche de progrès permanent, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit, qui porte ses fruits du fait du taux de valorisation en progrès régulier, et ce malgré l'absence de régulation ou de filières organisées dans certains pays.

Valorisation des déchets

En 2013, les activités de construction, déconstruction ou de maintenance ont augmenté, notamment en France, incluant les systèmes insulaires, mais également au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en Hongrie, impactant le volume global de déchets générés et valorisés.

Résultat du groupe EDF (en tonnes)	**2013**	2012	2011
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	294 378	253 412	251 908

Taux de valorisation des déchets (en %)	**2013**	2012	2011
Groupe EDF	70 %	66 %	69 %
EDF	89 %	87 %	85 %
EDF Energy	91 %	84 %	67 %

En France, au sein de l'activité ingénierie nucléaire, des schémas d'organisation de la gestion des déchets (SOGED) sont désormais systématiquement mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance et associés à un retour d'expérience annuel piloté par les directions métiers. Cette démarche se généralise pour les grands chantiers, au sein des directions métier du thermique à flamme et de l'hydraulique.

La Politique développement durable d'EDF a renforcé l'objectif de valorisation de l'ensemble des déchets valorisables, le portant de 75% en 2011 à 85% pour 2012 et 2013. Le taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels issus de la production et de l'ingénierie (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisées) progresse régulièrement depuis ces dernières années, avec un résultat de 89% en 2013.

Dans les territoires d'outre-mer, où l'isolement et l'absence de certaines filières locales constituent des freins au recyclage et à la valorisation des déchets, le taux de valorisation atteint 92% en 2013, pour 84% en 2012.

Au niveau international, EDF Energy a pris l'engagement de réduire ses déchets de 30% et de ne plus envoyer aucun déchet de bureau en décharge d'ici 2020. Le travail d'identification de solutions alternatives est lancé. Les « plans déchets », élaborés au niveau des sites industriels, ont permis de limiter le taux de déchets envoyés mensuellement dans les sites d'enfouissement (inférieur à 10%) avec une prévision de près de 95% des déchets valorisés.
En Pologne, EDF Wybrzeze a mis en service des silos à cendres, permettant la vente de ses cendres volantes et de limiter le transport en décharge. En 2013, la totalité des scories et cendres produites (plus de 1,6 million de tonnes) par les sociétés d'EDF Polska a été réutilisée, que ce soit dans les domaines de la construction, des infrastructures routières ou du remplissage de mines de charbon et de remise en état de terres.
En Chine, 98% des cendres volantes et les scories générées par la centrale thermique de Figlec ont été vendues en 2013, pour des usages tels que le pavage des routes, le ciment ou la production de briques.

2.2.4 Gestion durable des ressources

Le Groupe a plusieurs leviers pour réduire sa consommation des ressources naturelles :

- l'augmentation du rendement des installations et la limitation des pertes lors de la production, du transport et de la distribution, grâce à des technologies plus performantes. Par exemple :
  - le remplacement des anciennes centrales thermiques au charbon par des centrales de dernière génération charbon (supercritiques) ou par des cycles combinés gaz ;
  - le développement de la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération).
- l'utilisation de combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz) et fissiles (uranium) plus performants ;
- l'augmentation du rendement de l'uranium par le recyclage (du plutonium à travers le combustible MOX) ou la surgénération (capacité de certains réacteurs nucléaires à produire plus de matières fissiles qu'ils n'en consomment) ;
- le développement des énergies renouvelables comme l'hydraulique, les stations de pompage (STEP), l'éolien terrestre et en mer, l'énergie solaire et plus particulièrement photovoltaïque, la biomasse et les énergies marines (hydroliennes et marémotrices) (cf. §2.2.4.1) ;
- le développement des stations de pompage (STEP) de grande puissance, pour répondre aux besoins de fortes consommations en période de pointe, sans recourir aux ressources fossiles.

Par ailleurs, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie étant également source de préservation des ressources, EDF développe et commercialise, pour ses clients, des offres intégrant l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments et l'encouragement à des comportements sobres en énergie.

Ces actions s'organisent à partir :

- d'offres de service de Maîtrise de l'énergie (MDE) : isolation, rénovation des bâtiments, conseils et diagnostics thermiques ;
- du développement et d'une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- de la gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter les consommations de pointe émettrices de CO_2 ;
- de l'utilisation de compteurs communicants pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte » non émettrice de CO_2 ou des offres en partie compensées « carbone ».

2.2.4.1 Développement des énergies renouvelables

Dans un contexte où le rythme de développement des énergies renouvelables dépend fortement des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergies (obligations d'achat ou quotas obligatoires, tarifs de rachat de l'électricité plus ou moins favorables, mesures fiscales incitatives, systèmes de certificats verts…), le groupe EDF poursuit ses investissements, prioritairement dans l'hydraulique et sur des technologies qu'il considère comme matures : l'éolien et le solaire photovoltaïque. Pour atteindre ses objectifs hors hydraulique, il s'appuie principalement sur EDF Énergies Nouvelles. Le groupe EDF s'attache à réduire les risques liés aux changements de règlementations en optimisant ses coûts d'investissements et en renforçant tout à la fois sa diversification géographique et sa stratégie multi-filières.

L'activité d'exploitation-maintenance a pris un essor important, qu'EDF Énergies Nouvelles exerce pour compte propre et pour le compte de tiers. Cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs éoliens conjointement à la reprise de parcs exploités par les fabricants de turbines et arrivés au terme des contrats. À fin décembre 2013, EDF Énergies Nouvelles assure l'exploitation et la maintenance de plus de 9 000 MW. Aux États-Unis, la société est devenue leader de ce secteur d'activité par l'intermédiaire de sa filiale EDF *Renewable Energy*.

Investissements

Depuis 3 ans, le Groupe consacre au développement des énergies renouvelables la plus grande part de ses investissements opérationnels bruts de développement, devant ses investissements annuels pour le développement du secteur nucléaire. En 2013, la part des énergies renouvelables dans les investissements opérationnels bruts de développement du Groupe s'élève 36% (pour 41% en 2012).

Pour financer les projets futurs d'énergies renouvelables, EDF a lancé en novembre 2013 la première émission obligataire verte (Green Bond) en euros réalisée par une grande entreprise. Les fonds levés (1,4 milliard d'euros) sont exclusivement dédiés au financement de projets menés par EDF Énergies Nouvelles. Pour cette émission inaugurale, EDF a pris un double engagement novateur sur les critères d'éligibilité des projets et sur l'allocation des fonds. Les projets sélectionnés devront respecter cinq critères d'éligibilité établis préalablement avec l'agence de notation extra-financière Vigeo [1]: respect des droits de l'homme et gouvernance dans les pays où sont développés les projets, gestion des impacts environnementaux, protection de la santé et de la sécurité des employés, promotion d'une relation responsable avec les fournisseurs et dialogue avec les parties prenantes locales. Gage de traçabilité, les investissements réalisés feront l'objet d'un audit a posteriori effectué par le cabinet Deloitte & Associés. Cette première opération ouvre la voie à de nouveaux modes de financement pour d'autres activités essentielles du Groupe comme l'hydraulique ou les services énergétiques.

Fort de ses investissements continus, le groupe EDF est aujourd'hui leader européen des énergies renouvelables en puissance installée [2]. Hors grosse hydraulique, il se situe au cinquième rang du classement, quand il n'était que 10ème en 2011 et, selon la typologie utilisée par IHS, il occupe la seconde place européenne sur les énergies renouvelables émergentes (solaire photovoltaïque, énergies marines, géothermie, petite hydraulique, biomasse, combustion de déchets).

Objectifs

Le Groupe s'est fixé l'objectif d'un mix énergétique de capacités installées composé de 25% d'énergies renouvelables d'ici 2020. La part des énergies renouvelables dans son mix s'élève à 19,9% en 2013 (contre 19,3% en 2012), principalement sous l'effet de la mise en service de grands parcs éoliens terrestres au Mexique, au Canada et en Écosse, et celle de grands parcs éoliens en mer en Grande-Bretagne et en Belgique.

Le gouvernement français s'est fixé l'objectif est de développer 6 GW d'éolien en mer d'ici 2020. Dans ce cadre, le Groupe a celui de participer à l'émergence d'une filière industrielle sur l'éolien en mer. Ainsi, EDF Énergies Nouvelles est devenu le chef de file du consortium retenu par les pouvoirs publics pour 1,5 GW d'éolien en mer, dont le premier enjeu est celui de réduire le coût de production qui varie aujourd'hui de 170 à 200 €/MWh. Le programme prévoit l'installation de plus de 200 éoliennes au large des côtes bretonnes et normandes. EDF Énergies Nouvelles s'est porté candidat sur le second appel d'offres lancé par l'Etat en 2013 portant sur 1 GW.

Pour contribuer au développement des énergies renouvelables, le Groupe s'attache à réduire leurs coûts de production en travaillant sur 3 axes :

- **réduire les coûts d'ingénierie,** notamment en internalisant les prestations de transport et de levages des éoliennes, opérations réalisées auparavant par les fabricants de turbines, ou en passant à des structures tout acier pour supporter les panneaux solaires en lieu et place de structures bois ;
- **réduire les coûts d'exploitation-maintenance,** en équipant les parcs éoliens d'un système de détection des vibrations, qui permettent d'anticiper les risques de casse des turbines et d'augmenter la disponibilité des éoliennes ;
- **optimiser les technologies** par des programmes de R&D portant par exemple sur l'élévation du moyeu des éoliennes terrestres leur permettant ainsi d'aller chercher des vents de meilleure qualité et d'augmenter la production par MW installé ; ou encore portant sur l'augmentation des rendements des panneaux solaires de nouvelle génération avec le LabFab de Photowatt ainsi que sur les panneaux solaires à couche mince, avec un partenaire.

1. *Leader européen de la notation ESG (Environnemental, Social, Gouvernance).*
2. *Source : étude IHS de juin 2013.*

Principaux développements en 2013 dans le Groupe

Hydraulique	■ Mise en service du barrage de Rizzanese (55 MW) en Corse.
	■ Poursuite du projet d'aménagement hydro-électrique de Romanche Gavet (93 MW, 44 millions d'euros) en Isère, pour une mise en service prévue en 2017. Il produira 560 GWh annuels, soit 155 GWh de plus que les aménagements existants.
	■ Autorisation obtenue pour augmenter la puissance du barrage de la Coche (+64 MW) en France.
	■ Démarrage du projet d'augmentation de puissance de la centrale de Lixhe (+7 MW) en Belgique, qui concourt au maintien du permis d'exploitation de la centrale.
	■ Mise en service industrielle de l'aménagement de Rivière de l'Est à la Réunion (1 MW).
Éolien terrestre	■ Mise en service du parc de Fallago Rig (144 MW) en Écosse par EDF *Energy Renewables*, qui s'accompagne de celles de Glassmoor II (12 MW) et Boundary Lane (6 MW) à l'est et au nord de l'Angleterre.
	■ Mise en service au Mexique du parc de Bii Stinu (164 MW) co-détenu à 50% par EDF Énergies Nouvelles et 50% par le groupe Mitsui&Co Ltd et de celui de Santo Domingo (100 MW).
	■ Mise en service par EDF Énergies Nouvelles et le groupe Enbridge (à 50/50) de la seconde phase du parc de Lac-Alfred (150 MW) au Canada, qui double la capacité de cette ferme éolienne.
	■ Mise en service de 134 MW en Turquie par EDF Énergies Nouvelles.
	■ Mise en service en France des parcs des Portes de Champagne (12,3 MW) en Champagne Ardenne, de Fraisse-sur-Argoût (23 MW) dans l'Hérault et de Pouzols (5,1 MW) dans l'Aude.
	■ 12 MW supplémentaires mis en service par Edison en Italie.
Éolien en mer	■ Achèvement de la construction du parc de Teesside, au nord-est de l'Angleterre, par EDF Énergies Renewables et mise en production des 13 premières éoliennes de cette centrale qui en comptera à terme 27, pour une puissance de 62 MW.
	■ Achèvement du parc de 54 turbines C-Power (325 MW), situé à 30 km au large des côtes de Zeebruge en Belgique, réalisé dans le cadre du consortium C-Power (EDF Énergies Nouvelles 9,1%).
Solaire	■ Mise en service par EDF Énergies Nouvelles de la centrale de Catalina (143 MWc) en Californie. Avec plus d'1,1 million de panneaux solaires à couche mince, ce projet constitue la plus grande centrale photovoltaïque jamais construite par EDF Énergies Nouvelles et se place au 8ème rang mondial en termes de capacité installée.

Capacités en cours de construction

Éolien terrestre	■ Parcs de Hereford (200 MW brut), Longhorn (200 MW brut) et Spinning Spur 2 (161 MW brut) aux États-Unis.
	■ Parcs de Blackspring Ridge (300 MW brut) et Rivière-du-Moulin (150 MW brut) au Canada.
	■ Parcs d'Ecotera (72 MW brut), Luc-sur-Orbieu (11,5 MW brut), Cornihac (9,2 MW brut) et Vallée de l'Hérault (14 MW brut) en France.
	■ Parc de Soma 3 (100 MW brut) en Turquie.
	■ Parc de Grassridge (66 MW brut) en Afrique du Sud.
	■ Programme de 51 MW de nouvelles capacités en Italie, associé à un programme de repowering des capacités existantes (197 MW).
	■ Parcs de Burnhead Moss et Roade (33 MW) en Grande-Bretagne, pour une mise en service en 2014.
	■ Extension (4,1 MW) du parc de Burnfoot Hill en Écosse.
Solaire	■ Parcs pour une capacité totale de 144 MW brut en Israël.
	■ Parc de Madya Pradesh en Inde (30 MW brut).
	■ Parc de Toucan en Guyane (5 MW), qui associe centrale photovoltaïque et stockage d'énergie.
Biogaz	■ Centrale de Heartland (20 MW) aux Etats-Unis.

Autres développements

Éolien en mer	■ Phase 3 du projet éolien en mer de Navitus Bay, à l'ouest de l'Ile de Wight (joint venture 50/50 EDF Energy et Eneco Wind UK Ltd) pour une capacité installée allant jusqu'à 1 100 MW. Construction prévue pour 2017.
Énergies marines	■ Avancement des projets de STEP marines (station de transfert d'énergie par pompage d'eau de mer) permettant de stocker l'énergie à la Guadeloupe et à la Réunion, par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires. Mise en service à l'horizon 2020.
	■ Installation d'un démonstrateur d'hydrolienne fluviale en Guyane (projet Harvest) par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires, dont l'objet est d'alimenter des populations très éloignées des réseaux, en substitution à l'utilisation de combustibles fossiles.
	■ Participation d'EDF Énergies Nouvelles au projet éolien flottant de 2ème génération VertiMed, dans le cadre duquel elle développe au large de Marseille un parc pilote suite à un appel à projet européen.
Solaire	■ Poursuite du programme pilote Millener dans les départements et territoires d'outre- mer pour équiper les logements de micro-centrales solaires couplés à des stockages d'énergie individuels et à un système de gestion informatisée des consommations d'électricité. En Corse, plus de 300 installations ont été mises en service en 2013.

Recherche

Dans le cadre des synergies développées dans le Groupe, EDF Énergies Nouvelles a signé avec la R&D du Groupe une convention de trois ans. Les principaux sujets de recherche ont porté en 2013 sur la réduction des nuisances sonores pour l'éolien terrestre, la modélisation de centrales photovoltaïques et l'évaluation du rayonnement solaire, ainsi que l'étude de nouvelles technologies comme l'éolien en mer flottant, les houlomoteurs et le stockage de l'électricité produite par les énergies nouvelles.

Le principal enjeu pour le Groupe reste aujourd'hui celui de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées, par définition intermittentes, dans les réseaux. ERDF, premier gestionnaire européen de réseau de distribution électrique, travaille à l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau français, avec l'objectif d'absorber de 15 à 25 GW d'éolien et de 15 à 20 GW de photovoltaïque d'ici 2030.

ERDF, avec l'appui de la R&D du Groupe, expérimente des solutions nouvelles pour lisser les fluctuations de la production d'électricité des éoliennes et pilote notamment avec l'Ademe le démonstrateur Ventea lancé en 2012. Il s'agit de tester des capteurs mesurant la tension du courant fourni par les éoliennes avec une précision de 1%, pour transmettre leurs données à un automate de régulation.

2.2.4.2 Gestion de la ressource en eau

Le groupe EDF a intégré le risque eau dans sa politique de gestion des risques, au regard de l'importance de la ressource en eau nécessaire dans ses activités de production d'électricité et de chaleur (refroidissement des centrales nucléaires et thermiques ; production hydro-électrique). Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts. En France, un comité stratégique du domaine Eau a établi une politique de l'eau et assure sa mise en œuvre. Cette politique répond à quatre enjeux principaux : préparer l'avenir, dans un contexte de partage plus complexe de la ressource en eau ; répondre aux évolutions réglementaires et sociétales ; contribuer à la gestion multi-usage de l'eau et au développement économique local ; optimiser la gestion opérationnelle de l'eau pour le producteur d'énergie.

L'année 2013 s'est caractérisée **en France** par des conditions hydrologiques très favorables, supérieures de près de 20% à la moyenne annuelle, dues en particulier à un enneigement record des massifs montagneux. EDF a fait face à tous ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes en termes de respect des niveaux d'eau pour le tourisme, de débits restitués, de soutien d'étiage ou à l'agriculture, tout en préservant des stocks suffisants à l'amorce de l'hiver 2013-2014. Les pertes de production sous contrainte environnementale de débit ou de température sont du même ordre qu'en 2012.

Dans le cadre de l'exploitation de ses moyens de production, le groupe EDF cherche à optimiser l'utilisation de l'eau, notamment de ses moyens thermiques. Plusieurs actions ont été entreprises afin de diminuer les consommations d'eau douce des moyens de production. À **la Réunion**, le dessalement de l'eau de mer permet d'économiser environ 50 000 m³/an sur le volume d'eau pompé dans les stocks et nappes d'eau douce.

À l'international également, des sociétés ont mis en place des programmes de réduction de la consommation d'eau.

Aux Pays-Bas, SLOE Centrale a réduit la consommation d'eau en base de 50% suite à un programme de révision des circuits de gaz de sa centrale *(Hot Gas Path Inspection)*.

En Hongrie, BE ZRt récupère et recycle les eaux de refroidissement des centrales, ce qui permet d'atteindre jusqu'à 34% de taux de recyclage sur certaines centrales.

En Pologne, la centrale de Kraków réduit ses consommations d'eau, en utilisant les eaux retraitées d'autres industriels et en collectant les eaux de pluie (près de 680 000 m³ en 2013).

Volumes d'eau prélevée et restituée par le Groupe

(en milliards de m³)	**2013**	2012	2011
Eau de refroidissement prélevée	53,9	54,8	55,2
■ dont la part eau douce	18,3	28,0	26,8
■ dont la part eau saumâtre (ou estuaire)	8,4		
Eau de refroidissement restituée	53,4	54,2	54,6
■ dont la part eau douce	18,0	27,5	26,3
■ dont la part eau saumâtre (ou estuaire)	8,4		

Près de 99% des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel, dans les conditions de qualité et de température conforme à la réglementation locale.

Consommation spécifique d'eau évaporée par kWh d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles et nucléaires du Groupe

(en litre/kWh)	**2013**	2012	2011
Eau consommée/production thermique	0,938	0,933	1,002

Implication du Groupe EDF sur la scène internationale

EDF assure la co-direction du groupe Eau du *World Business Council for Sustainable Development* (WBSCD) ce qui vient renforcer deux positions stratégiques : la participation du Groupe au board des gouverneurs du Forum mondial de l'eau (*World Water Forum*) et la direction du nouveau groupe Eau du MEDEF.

Enfin EDF a rejoint l'initiative de l'OCDE sur la gouvernance de l'eau.

Par ailleurs, en 2012, le groupe EDF s'est engagé à :

- investir les moyens nécessaires au développement des méthodes et outils pour évaluer l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité ;
- maîtriser l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité ;
- créer de la valeur localement et intégrer dès la conception des ses projets d'ouvrages de production la minimisation de l'empreinte eau.

Réalisations 2013 de ces engagements :

Sur le premier engagement, compte tenu de la complexité du sujet, un travail sur la méthodologie d'évaluation a été initié en collaboration avec la communauté scientifique internationale.

Sur le deuxième engagement, la méthodologie d'évaluation a été partagée avec les sociétés du Groupe et des échanges ont eu lieu sur le reporting et les enjeux Eau du Groupe.

Concernant le troisième engagement, le projet de création de valeur s'est concentré sur les ouvrages de production hydroélectriques avec le choix de deux cas d'études : l'aménagement Durance-Verdon en France et le projet Nam Theun 2 au Laos.

Par ailleurs, le Groupe s'est aussi engagé à évaluer la durabilité de ses projets hydroélectriques sur la base des critères du protocole de l'IHA[1]. Dans ce cadre, EDF a choisi d'évaluer le projet Romanche-Gavet. Il s'agit actuellement du plus gros projet hydroélectrique en développement en France. Il permettra un gain de puissance et d'énergie produite tout en assurant une meilleure intégration des ouvrages dans la vallée et une réduction significative des impacts sur l'environnement. Menée de mai à juin 2013 par des auditeurs indépendants, l'évaluation a porté sur le projet comprenant le nouvel ouvrage et le démantèlement des centrales existantes. Les résultats montrent une très haute performance du projet au regard des critères de durabilité de l'hydroélectricité du protocole IHA.

2.2.4.3 Gestion des sols

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, un plan d'actions est en place. Il se compose de quatre étapes :

- le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF) ;
- l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ;
- l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ;
- leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution et élaborer un plan de gestion, enfin l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

Pour réduire la probabilité du risque de pollution, des synergies fortes se créent au sein du Groupe afin de démultiplier les efforts de substitution de produits dangereux par des produits moins nocifs pour l'environnement et la santé, lorsque cela est techniquement possible. C'est le cas entre EDF, EDF Energy, EDF Luminus, EDF Norte Fluminense et BE ZRt, via une animation renforcée au sein du SME. En Italie, EDF Fenice a lancé un programme de recherche avec l'Université de Rome sur la substitution de solvants chlorés. Les actions de R&D pour améliorer les techniques de caractérisation des sols pollués se sont poursuivies, à l'exemple du partenariat Innovasol mené avec l'Université de Bordeaux et d'autres industriels. En France, le parc nucléaire a renforcé en 2013 son programme de surveillance des eaux souterraines en intensifiant les mesures réalisées sur les prélèvements d'eau. Dans les territoires d'outre-mer où le risque de pollution marine et terrestre due au fuel est important, SEI a travaillé avec la société EDF-Trading Logistics au renforcement de la sécurité du transport et des procédures de prévention, tout comme à la réalisation d'exercices de crise.

Pyralène

La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB[2] et PCT[3] ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs.

La décontamination des appareils pollués à plus de 500 ppm a été achevée en conformité avec l'échéance réglementaire du 31 décembre 2010 (70 000 transformateurs ont été éliminés entre 2006 et 2010). Depuis, en anticipation de la réglementation, ERDF s'est engagé dans la dépollution des transformateurs pollués à moins de 500 ppm, pour lesquels l'entreprise s'est fixé un objectif d'élimination totale des PCB à l'horizon 2025, avec un point de passage à 50% en 2019. Sur les 59 000 transformateurs concernés à fin 2012, 6 000 transformateurs ont été traités en 2013.

Produits phytosanitaires

La Direction Immobilier Groupe a effectué un inventaire des consommations des produits phytosanitaires sur l'ensemble des sites immobiliers qu'elle gère en France.
En 2013, la mise en place du plan d'action pour la réduction des produits phytosanitaires a eu pour premier résultat une réduction des consommations de 7,3% par rapport à 2012 (21% par rapport à 2009).

2.2.5 Changement climatique

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'énergies renouvelables (dont l'hydraulique) faiblement émetteur de CO_2/kWh, le groupe EDF s'engage à rester l'électricien de référence dans la lutte contre le changement climatique et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Il s'inscrit dans l'objectif européen de réduction d'au moins 20% des émissions en 2020, comparées à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

Pour lutter contre le changement climatique, le Groupe investit dans des moyens de production à faible ou sans émissions de CO_2, dont les énergies renouvelables (cf. § 2.2.4.1) et le nucléaire et vise une production à 75% non émettrice de CO_2 à l'horizon 2020 (pour une capacité brute totale installée d'environ 160 GW[4]).

Le Groupe s'engage également à réduire ses émissions indirectes, par exemple celles de ses immeubles tertiaires via une gestion adaptée du bâti et la mobilisation des salariés.

Depuis 2011, EDF publie le bilan de ses émissions de GES, incluant également les émissions indirectes, allant ainsi au-delà de ses obligations légales (article 75 du Grenelle II). Ce bilan couvre l'ensemble des activités d'EDF, France continentale et SEI, allant de la fabrication du combustible à la production, jusqu'aux activités de bureau des salariés.

Bilan comparatif 2010-2012*, émissions en kilotonnes équivalent CO_2 :

	2012	2011	2010
Scope 1** - émissions directes	17 000	14 800	19 600
Scope 2** - émissions liées aux consommations énergétiques pour le fonctionnement propre de l'entreprise	49	50	57
Scope 3** - émissions indirectes	16 300	16 000	17 700

* *données 2013 non disponibles à la date de publication du document. Les données seront disponibles dans le Cahier des indicateurs : http://strategie.edf.com/investisseurs-socialement-responsables/indicateurs-de-développement-durable/indicateurs-281609.html.*

** *les scopes 1, 2 et 3 sont définis par le GHG Protocol 1, couvrant les six gaz à effet de serre du Protocole de Kyoto (CO_2, CH_4, N_2O, HFC, PFC, SF_6).*

1. *International Hydropower Association : association à but non lucratif fondée en 1995 sous l'égide de l'Unesco pour la promotion d'une hydroélectricité durable, http://www.hydropower.org/.*
2. *PCB : Polychlorobiphényles.*
3. *PCT : Polychloroterphényles.*
4. *Intégration des capacités à 100% pour les sociétés consolidées en intégration globale et au prorata de la quote part d'intérêt dans le capital au 31 décembre 2013 pour les sociétés consolidées en intégration proportionnelle ou mises en équivalence.*

L'évolution observée des émissions de GES entre 2010 et 2012 est corrélée aux variations climatiques en France continentale : 2010, surtout, et 2012 dans une moindre mesure, ont été plus froides que la normale, alors que 2011 a été particulièrement douce.

La hausse de 23% des émissions directes (scope 1) entre 2011 et 2012 s'explique principalement par une année 2012 plus froide, ce qui a engendré un recours accru aux centrales thermiques à flamme pour la production d'électricité.

Les efforts significatifs d'efficacité énergétique engagés par EDF dans ses bâtiments ont permis de stabiliser les émissions liées à l'électricité consommée pour le chauffage de ses locaux (scope 2), et ce malgré l'effet climat.

Le Groupe accompagne aussi ses clients dans la réduction de leurs propres émissions à travers la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie.

2.2.5.1 Réduire les émissions de CO_2 des outils industriels et tout particulièrement de la production

En 2013, le Groupe a émis 80,6 millions de tonnes de CO_2 à l'échelle mondiale. En France, EDF a émis 16,6 millions de tonnes de CO_2, même si près de 96% de la production électrique est sans émission de CO_2, portant le taux d'émissions spécifiques à 35,1 g de CO_2/kWh.

À l'échelle européenne, la dernière étude de PWC[1], souligne que, « le groupe EDF contribue de façon très significative à maintenir le facteur carbone moyen européen à des valeurs relativement basses » (le facteur carbone 2012, hors EDF, s'élève à 452 kg de CO_2 par MWh, mais seulement à 350 kg de CO_2 par MWh en prenant en compte l'électricien français).

Émissions de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur, en g/kWh

	2013	2012	2011
Groupe EDF	**116,3**	117,0	99,6
EDF	**35,1**	35,2	30,4

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire et maintenir à un des plus bas niveaux européens ses émissions de gaz à effet de serre, dans la limite des 150 g/kWh, au regard de son engagement de Responsabilité d'entreprise pris en 2012 :

- à court terme, par l'optimisation du parc de production actuel, en améliorant la performance d'exploitation ;
- à plus long terme, en adaptant l'outil de production : renouvellement des centrales (turbines à combustion et cycles combinés gaz), préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants.

Optimisation des performances environnementales du parc thermique à flamme (THF)

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement progressif des exigences réglementaires. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques, les réglementations relatives aux gaz à effet de serre, tout en prenant en compte la sécurité d'approvisionnement et les coûts des combustibles fossiles.
Depuis la mise en service des systèmes de réduction des oxydes d'azote ($DeNo_x$) ces dernières années, les rejets atmosphériques du Groupe ont considérablement diminué.

En France, les tranches fioul utilisent désormais du combustible à très très basse teneur en soufre (fioul dit « TTBTS » à 0,55% de soufre).

EDF poursuit également avec la R&D, des études sur la réduction des émissions de NO_x avec le projet « Sperone Q600 » (études de configuration $BasNO_x$ pour optimiser le fonctionnement des chaudières).

En Italie, le parc thermique d'Edison est entièrement constitué de centrales à cycle combiné gaz à haut rendement et à faible émission de CO_2. Ces installations thermiques performantes, combinées à des installations hydroélectriques et d'énergie renouvelable (parcs éoliens notamment) placent Edison parmi les électriciens les plus faiblement émetteurs en Italie.

En Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement confrontées aux rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska est désormais équipée de brûleurs à faible émission de NO_x. En préparation de l'application au 1er janvier 2016 de la directive Européenne sur les Émissions Industrielles qui limitera les rejets de SO_x et de NO_x à 200 mg/Nm³, EDF Polska équipera ses unités de cogénération d'EC Krakow, Kogeneracja et EC Wybrzeze de systèmes de désulfuration.

Modernisation du parc de production THF

En France, entre 2011 et 2013, le Groupe a mis en service trois cycles combinés gaz (CCG), sur les sites de Blénod (430 MW) en 2011 et de Martigues en 2012 et 2013 (Martigues 5 et 6, de 465 MW chacun). Le programme se poursuit avec les travaux de construction du CCG de Bouchain (510 MW) dans le Nord. En effet, EDF a conclu fin 2011 un partenariat avec General Electric pour co-développer sur le site de Bouchain un cycle combiné gaz de nouvelle génération équipé de la technologie « FlexEfficiency50 », bénéficiant des meilleures performances techniques (rendement porté à 61 %, plus 3 à 4 % par rapport à un CCG classique) et environnementales (réduction de 10 % des émissions de CO_2). Sa mise en service est prévue pour fin 2015.

En 2013, des tranches thermique à flamme parmi les plus polluantes ont été fermées (Blénod 2 en mai 2013) et Le Havre 1 et 2 courant de l'été.

Depuis 2013, **au Royaume-Uni**, les trois nouvelles tranches du nouveau cycle combiné gaz de West Burton B de 1 300 MW sont en exploitation. Avec 1,5 million de clients desservis annuellement pendant 25 ans (durée de vie prévisionnelle), cette centrale contribuera à la réalisation de l'objectif à 2020 d'EDF Energy, de réduire de 60 % leurs émissions spécifiques de CO_2.

En 2013, **en Pologne**, EC Zielona Góra a terminé la modernisation de sa centrale et remplacé le combustible charbon par du combustible gaz.

Enfin, concernant la technologie CCS (*Carbon Dioxide Capture and Storage*), le groupe EDF participe avec des partenaires industriels internes et externes à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le stockage et le transport de CO_2. En 2013, le démonstrateur de captage de CO_2, construit sur le site du Havre en partenariat avec Alstom et Veolia Environnement et avec le soutien de l'Ademe (Agence de développement et de la maîtrise de l'énergie), a été mis en service.

1. *Étude de PricewaterhouseCoopers (PWC) de novembre 2013 : Facteur carbone européen - Comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens.*

2.2.5.2 Émissions diffuses de gaz à effet de serre

Au-delà des émissions directes de ses installations, EDF s'engage à diminuer ses émissions diffuses (bâtiments tertiaires, véhicules et déplacements professionnels) et à valoriser un programme de maîtrise de la demande en énergie (MDE) auprès des salariés du Groupe.

Le groupe EDF gère un parc immobilier tertiaire important (plus de 4,5 millions de m² hors centrales de production d'électricité). Que ce soit en tant que propriétaire ou en tant qu'occupant, EDF cherche à diminuer l'impact environnemental de ce parc.

Dans le cadre de la politique développement durable d'EDF, la Direction immobilier s'est fixé un objectif de réduction de 8 GWh/an des consommations d'énergie du parc d'immeubles qu'il gère, au travers de plusieurs leviers :

- actions de MDE via l'exploitation des installations ;
- optimisation de l'occupation des surfaces ;
- renouvellement du parc en propriété ;
- utilisation des meilleures technologies disponibles, dans le cadre des travaux de maintenance notamment ;
- mise en place de contrats de performance énergétique pour tous les locaux dont l'exploitation est déléguée.

En 2013, EDF a consacré près de 10 millions d'euros à l'amélioration de la performance énergétique de son parc immobilier.

EDF adhère à l'*International Sustainability Alliance* (ISA), organisation dont le principal objectif est de contribuer au développement du bâtiment durable au niveau européen et mondial. Ce développement passe en premier lieu par la connaissance des performances réelles du parc immobilier existant. Les membres de l'ISA ont donc joint leurs efforts à ceux du BRE (*Building Research Establishment*) pour créer une base de données environnementale de leur parc, qui rassemble d'ores et déjà environ 10 000 bâtiments.

2.2.5.3 Maîtrise de la demande en énergie (MDE)

2.2.5.3.1 L'efficacité énergétique

La promotion de l'efficacité énergétique auprès des clients est intégrée dans la politique de développement durable du groupe EDF comme un des leviers principaux de sa lutte contre le changement climatique. Un axe essentiel de son travail concerne la rénovation thermique des logements occupés par des personnes en situation de précarité (cf. § 2.3.3.1). Début 2013, le Groupe a constitué un Pôle Services Énergétiques qui regroupe l'ensemble des activités de services énergétiques aux clients entreprises et collectivités, principalement en Europe. L'efficacité énergétique pour les bâtiments publics et les entreprises tertiaires et industrielles en est l'un des cinq axes de développement prioritaires.

En France, EDF déploie des offres incitant ses clients à maîtriser leur demande énergétique et à solliciter en priorité les moyens de production les moins émetteurs de carbone. Cette démarche lui permet d'obtenir en contrepartie des Certificats d'Économie d'Énergie (CEE), dans le cadre du dispositif qui impute à chaque fournisseur des obligations d'économie d'énergie chez ses clients (cf section 6.6 du Document de Référence). Premier producteur français de CEE, EDF a rempli ses obligations pour la période allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013.

EDF a également atteint son objectif de réduction cumulée de 2 millions de tonnes d'émissions de CO_2 de ses clients, inscrit dans sa politique de développement durable et couvrant la période de juillet 2009 à juin 2013.

Actions 2013 de MDE et d'efficacité énergétique opérées par EDF sur le marché des particuliers, des entreprises et des collectivités locales

France	
Promotion et formation aux économies d'énergie	■ Lancement du site internet dédié aux économies d'énergie *www.mamaisonbleuciel.fr* pour ses clients particuliers.
	■ Financement de la formation aux économies d'énergie des salariés et artisans des entreprises du bâtiment à travers le dispositif FEEBAT, pour développer la capacité de ces entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique (13 000 professionnels formés en 2013).
Sensibilisation / information	■ Organisation d'une campagne d'information sur les éco-gestes (lettre d'information diffusée à plusieurs millions d'exemplaires, applications mobiles, publicité).
	■ Réalisation de manifestions sur la maîtrise des consommations énergétiques pour les entreprises, via le Club Business Entreprises.
	■ Lancement d'un magazine trimestriel destiné à 100 000 décideurs publics pour apporter une vision prospective des enjeux énergétiques des territoires.
Offres et conseil efficacité énergétique	■ Généralisation du conseil gratuit « Étiquette énergie » permettant aux particuliers de connaître le niveau d'efficacité thermique de leur logement.
	■ Lancement de la nouvelle offre « Diagnostic Habitat Bleu Ciel », diagnostic effectué à domicile par un expert en économies d'énergies, comportant un bilan thermique, une simulation de gains potentiels, des préconisations, une évaluation des travaux et un conseil de financement.
	■ Souscription par près de 10% des clients grandes entreprises de l'offre Productivité Énergies, par laquelle EDF s'engage sur un objectif d'atteinte d'économies énergies (rémunération d'EDF en partage des gains réalisés sur une période pluriannuelle).
	■ Lancement de l'offre « Sensibilisation aux économies d'énergie » pour aider les collectivités locales à réduire leur consommation d'énergie.
	■ Développement des offres « Analyse énergétique du Patrimoine » et « Optimisation énergétique locale » pour les collectivités (diagnostics et solutions énergétiques économiquement pertinentes, valorisant les énergies locales décarbonées pour définir une stratégie énergétique), avec plus de 200 projets en cours.

Expérimentations	■ EDF poursuit ses expérimentations sur les consommations d'énergie pendant les heures de pointe. À Lyon et en Bretagne, l'entreprise développe le projet « modération Conso 18h-20h » qui consiste à tester une nouvelle grille tarifaire pour inciter les clients à limiter leur consommation entre 18h et 20h, quelques jours en hiver.
	■ EDF expérimente également des tarifs à effacement dans le cadre du projet «Une Bretagne d'Avance » ; ce programme permet de faire participer les consommateurs à la réduction des pointes de consommation grâce à un système de pilotage à distance de leur chauffage électrique.
Maîtrise de la consommation	■ Signature d'un contrat d'accompagnement avec le Centre National d'Études Spatiales guyanais à Kourou visant à la réduction des besoins en énergie de 15% les trois premières années (soit près de 2,7 millions de kWh par an).
	■ Réalisation d'un projet pilote de climatisation par l'eau de mer qui réduit de 90% les consommations d'électricité, mené à la Réunion en partenariat avec l'Ademe et la Région (projet déjà retenu par le CHU de Saint-Pierre).
	■ À Électricité de Strasbourg, développement de l'asservissement des équipements de production d'eau chaude solaire et des tarifs à effacement pour 40% des sites résidentiels (soit près de 200 000 clients) ; promotion du service « Alerte » par SMS pour les clients disposant du tarif Tempo ou Effacement Jour de Pointe.
À l'international	
Maîtrise de la consommation	■ Au Royaume-Uni, à EDF Energy, poursuite de l'offre EcoManager aux clients particuliers, compteur qui permet de comprendre les consommations d'énergie des appareils électriques en vue de les réduire (253 offres vendues en 2013).
	■ Déploiement d'une offre d'isolation gratuite des logements (murs creux, combles) et de remplacement de chaudières dans le cadre du dispositif gouvernemental *Energy Carbon Obligation* (« ECO »), qui rend notamment obligatoire la réduction des coûts du chauffage domestique pour les clients démunis ou âgés de plus de 70 ans.
	■ En Hongrie, chez Demasz, lancement d'un projet pilote de compteur « intelligent » ; offre d'un service d'audit énergétique aux clients professionnels.
Efficacité énergétique	■ À EDF Energy, action commerciale renforcée sur le segment de marché entreprises autour des offres « Contrats de performance énergétique » et « Efficacité énergétique », qui représentent 46% des ventes de services de l'entreprise.
	■ En Italie, chez Edison, lancement des offres de bilans énergétiques, d'assistance aux Systèmes de Management Environnemental, de conseil en efficacité énergétique et de formation ; mise en place d'actions pilotes sur l'éclairage public avec des partenaires externes.

2.2.5.3.2 Ville durable

D'ici 2050, les villes accueilleront les trois quarts de la population mondiale et représenteront près de trois quarts de l'énergie consommée dans le monde[1]. Cette tendance met les villes et territoires face à de nouveaux défis : maîtriser l'espace foncier et l'urbanisation, respecter les exigences environnementales, garantir l'accès à l'électricité, améliorer et mailler les transports, renforcer les solidarités inter-urbaines.

Pour le groupe EDF, la ville de demain devra être économe en énergie, sobre en carbone, verte pour préserver la biodiversité et garantir le confort des habitants, solidaire et inclusive, attractive par son économie et ses services.

En réponse aux attentes des collectivités locales pour une ville plus durable, EDF propose depuis 2013 une approche transverse, structurée en trois phases :

- en amont, **du conseil sur les questions énergétiques**, permettant d'identifier et de caractériser les ressources énergétiques locales, actuelles et à l'horizon 2030, mais aussi d'identifier les secteurs prioritaires d'économies de ressources. Il s' agit ensuite de fournir une analyse des options envisageables en tenant compte des paramètres de consommation d'énergie, de précarité énergétique et de transport dans le but de faire les meilleurs choix énergétiques sur le territoire considéré ;
- **la conception et la réalisation d'équipements**, assorties d'une offre d'exploitation et de maintenance, portées, pour les nouveaux quartiers, par EDF Optimal Solutions qui développe de nouvelles solutions bas carbone (récupération de l'énergie perdue des nappes phréatiques ou de l'eau de mer, biomasse, solaire). Pour la ville existante, EDF aide les collectivités à cibler les logements les plus énergivores et à réaliser les travaux les plus judicieux entre investissement requis et gains attendus. Elle peut intervenir sur l'éclairage public (30 à 40% du budget énergie d'une ville), qui présente, grâce aux sauts technologiques récents, le meilleur retour sur investissement, inférieur à 10 ans. La fourniture d'équipements intègre aussi un volet mobilité alternative bas carbone (navettes électriques, auto-partage, infrastructures de charge) ;
- en aval, **le suivi et la mesure de la performance énergétique des installations** (management énergétique), accompagnés d'actions pédagogiques pour sensibiliser les usagers aux économies d'énergie (pédagogie comportementale).

À l'international, EDF concentre son action sur l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les pays en voie de développement. Dans la région du Maroc oriental, le Groupe construit depuis 2012 un projet qui rassemble les acteurs locaux autour du développement de l'efficacité énergétique et de l'utilisation des énergies renouvelables locales. Dans ce cadre, les premières actions réalisées ont été une étude en partenariat avec l'Ademe dans la ville d'Oujda sur les consommations d'énergie des familles par type d'usage, l'élaboration d'une charte sur l'efficacité énergétique des nouvelles constructions de la région (en anticipation de la future Réglementation Thermique marocaine), des audits énergétiques de bâtiments, des plans lumière adaptés en fonction de la nature des quartiers à éclairer.

En 2013, EDF et Veolia ont également signé un contrat de collaboration avec le *Housing Development Board* de Singapour, principal constructeur de logements de la ville, pour développer un outil informatique de modélisation urbaine. La collaboration couvre l'efficacité énergétique des bâtiments et leurs systèmes d'air conditionné, ainsi que la collecte des déchets domestiques. Il intègre la possibilité de traiter l'intégration de panneaux photovoltaïques dans l'habitat, la végétalisation des toits et le recyclage total de l'eau.

2.2.5.3.3 Les enjeux des réseaux intelligents

L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur.

Des réseaux électriques intégrant davantage les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), favoriseront la transition vers une économie énergétique décarbonée :

- ils faciliteront l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'insertion de nouveaux usages (Pompes à chaleur, Véhicules électriques/Véhicules hybrides rechargeables…). C'est un enjeu clé pour

1. *Source : Agence Internationale de l'Energie.*

l'avenir des réseaux de distribution. L'objectif est de créer des réseaux maillés, équipés d'organes de manœuvre télécommandés et de logiciels pour repérer les parties de réseau endommagées et compenser les défaillances, voire optimiser l'acheminement de l'électricité. Les distributeurs du Groupe coopèrent sur ces nouveaux réseaux. ERDF a participé au lancement de l'association EDSO *for smart grids* avec d'autres distributeurs européens ayant pour objet la mise en commun des expériences et l'élaboration d'un standard ;

- ils doivent par ailleurs permettre aux consommateurs d'être acteurs de leur consommation pour une plus grande efficacité énergétique, en interaction avec le réseau.

En **France**, ERDF développe le système Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, les compteurs communicants. Il vise la modernisation de ses 35 millions de compteurs électriques répartis sur le territoire national. Au terme d'une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, 300 000 compteurs Linky fonctionnent à Lyon et en Touraine.

Par ailleurs, ERDF pilote le projet européen GRID4EU (*Grid for you*) qui répond au programme de recherche sur les réseaux intelligents financé par la Commission européenne. Il s'agit du plus important projet co-financé par l'Union européenne dans le domaine des réseaux intelligents (25 millions d'euros sur un coût total de 54 millions d'euros). Il rassemble un consortium de six distributeurs européens qui représentent 50 % des clients en Europe.

L'objectif est de progresser de manière collaborative sur :

- l'intégration des sources de production à partir d'énergies renouvelables ;
- l'automatisation et la sécurisation du réseau électrique ;
- la participation efficace des clients à la gestion de leur consommation ;
- l'accompagnement du développement de véhicules électriques et de solutions de stockage de l'électricité.

2.2.5.4 Adapter les métiers du Groupe au changement climatique

Le changement climatique ayant des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice de l'activité de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, EDF a mis en place une stratégie d'adaptation au changement climatique, qui constitue notamment une réponse appropriée au Plan national d'adaptation au changement climatique 2011-2015 de la France, concentrant l'essentiel du parc nucléaire et des réseaux de distribution du Groupe. Cette stratégie concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres aux clients, l'optimisation production/consommation et les thèmes de R&D, et s'organise autour des axes suivants :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques extrêmes ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

En France, EDF pilote l'action 3.3 du Plan national d'adaptation au changement climatique « Dans le secteur de l'énergie, améliorer les performances en termes de prélèvements et de consommations d'eau des centrales existantes et à venir ».

Les centrales nucléaires ont été conçues avec un haut niveau de résistance vis-à-vis d'agressions climatiques externes. Afin d'améliorer leur efficacité par temps chaud, des travaux de rénovation (près de 400 millions d'euros jusqu'en 2019) sont mis en œuvre sur 15 centrales françaises équipées de tours aéroréfrigérantes.

Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le niveau des mers et des océans augmente et pourrait croître encore de 18 à 42 cm d'ici 2100, en conséquence au changement climatique. Cette hausse potentielle a été intégrée dans la conception des nouvelles centrales nucléaires EPR du Groupe. Ainsi l'EPR de Flamanville est construit 4 mètres au-dessus de la prévision maximale de la hausse du niveau des océans.

Au **Royaume-Uni**, en complément de la stratégie d'adaptation du Groupe, EDF Energy a intégré le programme « JER » (*Japanese Earthquake Response*) d'études sur les événements météorologiques extrêmes, travaille avec le *Met Office* (service national de météorologie britannique) et des universités sur des études météorologiques de long terme, et a confié à sa R&D des travaux sur l'adaptation aux épisodes pluvieux extrêmes.

En outre-mer, les quatre nouvelles centrales thermiques diesel que construit EDF intègrent dans leur conception les risques liés au changement climatique : digue de protection contre les tsunamis (vagues de 13 m de haut) à la Réunion, digue de protection contre les inondations (période de retour de 2 500 ans) à la Martinique. Tous les ouvrants des bâtiments industriels sont protégés contre les vents cycloniques et des bassins spécifiques permettent de collecter les eaux des gros orages.

Aléas climatiques

Face à la récurrence des phénomènes climatiques d'envergure, EDF et ERDF ont établi un plan « Aléas climatiques ».
EDF a mis en place des mesures pour renforcer la résilience aux aléas climatiques externes (surmonter les événements exceptionnels, puis restaurer l'état initial le plus rapidement possible). Le retour d'expérience de l'accident de Fukushima est intégré dans ces mesures et s'est suivi de la mise en place d'une Force d'action rapide nucléaire (FARN), déployable depuis le 1er janvier 2013 (cf. section 4.2. du Document de référence).

Le plan d'ERDF décrit les mesures prévues pour réduire la vulnérabilité des réseaux (1,3 million de km) et diminuer les délais de réalimentation des clients en cas de coupure. Il couvre également les risques d'inondation et de chaleurs estivales. L'essentiel du plan consiste à enfouir des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés et à fort enjeu vis-à-vis de la réalimentation des clients. Dans ce cadre, ERDF a déposé de 2007 à fin 2013, 27 400 km de lignes aériennes HTA, dont 12 600 à risque climatique avéré. Par ailleurs, 98% des réseaux neufs HTA sont enfouis et 80% des réseaux neufs basse tension utilisent des techniques discrètes, plus sûres.

En complément de ce programme d'investissement, une Force d'intervention rapide électricité (FIRE) a été conçue. Elle peut mobiliser jusqu'à 2 000 intervenants, aussi bien sur le territoire national qu'à l'étranger. En 2013, elle a été déclenchée à trois reprises.

2.2.6 Protection de la biodiversité

2.2.6.1 Politique biodiversité du groupe EDF

Les activités industrielles du groupe EDF sont implantées au milieu d'espaces naturels, parfois remarquables. Elles interagissent avec cette biodiversité et tirent bénéfice des services rendus par les écosystèmes. La biodiversité constitue un enjeu économique fort pour le Groupe, son non respect pouvant entraîner des arrêts de chantiers ou de centrales, ou encore l'interdiction de démarrer de nouveaux programmes industriels.
L'engagement du Groupe est structuré par sa politique biodiversité (2009), qui s'articule autour de trois objectifs, en lien avec les indicateurs de la Global Reporting Initiative (GRI4) :

- développer la connaissance des milieux naturels et des impacts potentiels des activités du Groupe sur ces écosystèmes ;
- préserver la biodiversité, en protégeant ou restaurant les espaces naturels ;
- informer, sensibiliser et former les salariés et les riverains, et dialoguer, notamment avec les communautés scientifiques et associatives.

Cette politique est déclinée par les sociétés et directions métiers du Groupe, qui mettent en œuvre des stratégies adaptées à l'exercice de leur activité et aux réglementations locales. Elle s'inscrit dans le Système de Management de l'Environnement certifié ISO 14001.

Par ailleurs, la Direction développement durable du Groupe oriente et pilote, en lien direct avec les métiers et les filiales une politique de partenariats biodiversité pour favoriser les échanges techniques, soutenir des projets conduits par des associations et mettre en œuvre des programmes concrets. En France, elle se poursuit prioritairement avec les partenaires ONG historiques de l'entreprise : Ligue pour la protection des oiseaux, Conservatoire du littoral, Réserves naturelles de France, Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, Fédération nationale pour la pêche en France (cf. § 2.3.2.3).

2.2.6.2 Sensibilité des sites de production à la biodiversité (indicateurs EN11 et EN14 de la GRI4)

En France, la grande majorité des sites de production d'EDF se situe dans ou à proximité de sites protégés (80% des sites hydrauliques sont dans ou à proximité d'un site Natura 2000), préservés de l'agriculture et de l'urbanisation et à proximité de cours d'eau, facteurs qui favorisent la biodiversité. Les centrales thermiques et nucléaires effectuent leurs prélèvements et rejets dans les rivières ou dans la mer. Les sites et terrains de l'entreprise situés à proximité d'aires protégées ou de zones riches en biodiversité présentent des enjeux de biodiversité prioritaires. Il est donc indispensable pour l'entreprise d'en avoir une connaissance fine afin de bien concilier la préservation de cette biodiversité et l'activité industrielle.

Catégories UICN		Nombre de sites industriels		
		Nucléaire[1]	Thermique à flamme[2]	Hydraulique
I	Réserves naturelles nationales	2		14
II	Parc nationaux (zone cœur)			18
III	Sites classés et inscrits			53 classés et 113 inscrits
IV	Arrêtés de protection de biotope (APB)	1	2	39
	Réserves biologiques (intégrale ou dirigée)			4
	Réserves Nationales de Chasse et de Faune Sauvage	1		7
V	Parc Naturel Régional	4	1	109
	Parcs Naturels Marins	1		
Zones riches en biodiversité	Zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF)	15	7	458
	Natura 2000 (zones de protection spéciale, sites d'intérêt communautaire)	13[3]	2	167
Total *(différent de la somme directe des colonnes du fait de la superposition de certaines classifications sur un même espace)*		**21**	**15**	**502**

Sites de production d'EDF aménagés, en tout ou partie, dans des aires protégées et des zones riches en biodiversité (source : EDF) :
1 : sites en exploitation et déconstruction
2 : sites en exploitation
3 : via les ouvrages de rejet

Principales actions menées en 2013

EDF	■ Développement d'indicateurs de qualité écologique en partenariat entre la R&D d'EDF et le Muséum National d'Histoire Naturelle.
	■ Analyse des milieux naturels sur et à proximité immédiate des 19 sites de production nucléaire et des sites en déconstruction de Brennilis et Creys Malville, des sites de production thermique à flamme en activité, déconstruits ou en déconstruction.
	■ Lancement d'un « Atlas Biodiversité » des sites de la branche hydraulique pour évaluer leur intérêt écologique.
	■ Lancement d'un guide sur la prise en compte des espèces qui interagissent avec les activités hydroélectriques.
Edison	■ Achèvement du programme « Évaluation de la valeur de la biodiversité ».
	■ Analyse des écosystèmes naturels en amont et en aval du barrage de Chievolis dans le Frioule.

2.2.6.3 Caractérisation et gestion des impacts (indicateurs EN12 de la GRI4)

Les impacts potentiels génériques des activités de production d'EDF concernent principalement :

- l'eau et la biodiversité aquatique au travers notamment :
  - des ouvrages de production hydraulique qui entrainent des modifications de la biodiversité à l'amont des ouvrages en cas de constitution de retenues ; à l'aval, en raison de la fragmentation des espaces et des limitations ou variation du débit ;
  - des ouvrages thermiques (à flamme et nucléaire), de manière plus limitée.
- les habitats naturels terrestres et la faune et la flore qu'ils abritent, au cours des chantiers de nouveaux projets ou de maintenance ;
- le compartiment aérien (oiseaux et chauves-souris) avec les réseaux aériens de distribution, les installations éoliennes.

Toutefois, certains espaces des centrales thermiques ou hydrauliques d'EDF peuvent aussi constituer des espaces de protection ou de reconstitution de biodiversité.

Pour tous les projets d'ampleur, des études précises des effets sur la biodiversité sont conduites et formalisées dans les études d'impact environnemental. En particulier, les mesures d'évitement et de réduction des impacts significatifs sur la biodiversité y sont présentées dans l'esprit de la doctrine ERC (Éviter – Réduire – Compenser) du Ministère en charge de l'écologie, ainsi que les éventuelles mesures compensatoires des impacts résiduels qui n'ont pas pu être évités.

Principales actions menées en 2013

EDF	■ Surveillance hydro-écologique et radio-écologique des sites nucléaires et des principaux sites thermiques à flamme avec des partenaires nationaux (Onéma, Ifremer, Irstea, IRSN…).
	■ Mise en place lors de la rénovation de la prise d'eau de la centrale thermique de Cordemais d'une pompe permettant de réduire l'aspiration des poissons.
EDF Énergies Nouvelles	■ Mise en place de dispositifs d'effarouchement des oiseaux et des chauves-souris sur le parc éolien d'Aumelas.
	■ En France, partenariat avec la Ligue de protection des oiseaux (LPO) pour étudier les enjeux biodiversité de l'éolien en mer.
	■ Gestion différenciée des espaces verts sur toutes les centrales photovoltaïques pour préserver les périodes de reproduction des espèces.
EDF Energy	■ Études préalables à la construction d'une digue anti-inondation sur le site nucléaire de Dungeness B, qui ont révélé la présence de deux espèces protégées (Phalène du buplèvre et orchidée Ophrys araignée). Le plan de préservation a reçu l'approbation de *Natural England* qui a accordé l'autorisation des travaux.
ERDF	■ Élargissement à l'Ardèche des actions de sauvegarde de l'Aigle de Bonelli auparavant centrées sur la région Méditerranée.
	■ 50 nouveaux sites sensibles équipés de balises avifaunes pour réduire les risques de collision des oiseaux.
Systèmes Énergétiques insulaires	■ En Guyane, suivi du niveau d'oxygénation et de méthane des eaux de retenues du barrage de Petit Saut (365 km^2 d'écosystème fluvial et forestier transformé en écosystème lacustre). Les retours d'expérience de ces observations nourrissent les travaux menés sous l'égide de l'UNESCO sur l'hydroélectricité en milieu tropical.
	■ À la Réunion, après transformation de l'éclairage public, formation des personnels aux mesures de sauvegarde du pétrel (espèce endémique classée en danger sur la Liste Rouge de l'UICN) en cas d'échouages et tests de dispositifs anticollision sur les lignes.
	■ À la Réunion : étude sur le Gecko vert des Hauts (reptile endémique protégé) sur le site du barrage de Rivière de l'Est.
EDF Luminus	■ Poursuite des études sur la mortalité des poissons et des anguilles, condition préalable au permis d'exploitation de la centrale hydraulique de Lixhe. Élargissement du programme à deux autres sites hydrauliques.

2.2.6.4 Actions de protection et de restauration (indicateur EN13 de GRI4)

La prise en compte de la biodiversité amène aujourd'hui le groupe EDF à devenir un gestionnaire d'espaces naturels, le plus souvent en partenariat avec des associations locales, soit dans le cadre de la mise en place et de la gestion de mesures compensatoires, soit de façon délibérée sur ses terrains.

Le groupe EDF accompagne également le déploiement de politiques publiques en faveur de la biodiversité :

- EDF et ERDF sont engagés dans plusieurs Plans nationaux d'action (PNA) : desman des Pyrénées, vautour moine, gypaète barbu, loutre d'Europe, apron du Rhône, aigle de Bonelli ;
- certains sites du groupe EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 ;
- le groupe EDF structure une démarche interne pour intégrer les recommandations de lutte contre les espèces exotiques envahissantes afin de limiter leur expansion sur le territoire.

Principales actions menées en 2013	
EDF	■ Mise en place de mesures de préservation du lézard des murailles sur le site de la centrale à cycle combiné gaz de Bouchain.
	■ Plan de préservation de l'orchidée Ophrys de la voie aurélienne sur le site de la centrale à cycle combiné gaz de Martigues.
	■ Signature d'une convention de partenariat entre le métier hydraulique et la Ligue de protection des oiseaux (LPO) pour la gestion de la biodiversité sur certains sites hydrauliques.
EDF Energy	■ Projet EPR d'Hinkley Point C : validation des plans de gestion de l'habitat naturel (phase chantier) et des plans de réduction des impacts et de suivi écologique (phase exploitation) par les autorités locales.
	■ Obtention du label *Wildlife Trust Biodiversity Benchmak* pour la gestion environnementale de la centrale nucléaire de Dungeness B. Le site est reconnu SSSI (site d'importance scientifique spéciale) et en partie classé d'importance européenne. 100% des centrales nucléaires anglaises sont désormais labellisées. Soumission d'une demande de labellisation pour les deux centrales nucléaires écossaises en 2014.
EDF Luminus	■ Mise en place de zones vertes sur le site de la centrale thermique gaz d'Angleur et définition d'un plan de lutte contre les espèces invasives.
ERDF	■ Étude sur la création de corridors écologiques dans le cadre de la trame verte et bleue avec le Club Infrastructures Linéaires et Biodiversité (CIL&B).
	■ Évaluation de l'efficacité des mesures environnementales en région méditerranéenne par la LPO, à titre expérimental.
Systèmes Énergétiques insulaires	■ À la Réunion, création d'une station botanique pour étudier une orchidée endémique, qui servira de banque d'espèce en prévision d'opérations de re-végétalisation.
	■ Participation au projet « Koudmen pour la mangrove » en Guadeloupe, opération de restauration écologique du littoral récompensée du 1er prix de la Palme IFRECOR.
	■ Opération de restauration du patrimoine avec le Conservatoire du littoral de Martinique.
	■ Création de récifs artificiels propices au développement du corail via l'immersion d'anciens pylônes électriques à la Réunion.

2.2.6.5 Mesures compensatoires (indicateur EN15 de la GRI4)

En France, EDF a été sélectionné par le ministère de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie en 2012 pour devenir opérateur de compensation de biodiversité en Isère, sur le projet Combe-Madame. Cette expérimentation fait partie des outils de compensation biodiversité actuellement en test. Elle consiste à gérer écologiquement, avec des partenaires locaux et des ONG, 120 hectares appartenant à EDF afin de réhabiliter les milieux et permettre le retour d'espèces alpines remarquables. Cette initiative pourra permettre aux aménageurs de la région de compenser l'impact de leurs travaux sur les milieux naturels.

2.3 Informations sociétales

La démarche sociétale du groupe EDF vise à créer et développer les liens et le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes externes à tous les niveaux (mondial (ONU, ONG), régional (Union européenne…) national et territorial), à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, en contribuant à réduire la précarité énergétique et à dynamiser les liens internes au Groupe.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations Unies. Elle est intégrée dans la politique développement durable du groupe EDF, l'accord RSE et le Contrat de service public.

2.3.1 Éthique et transparence vis-a-vis des parties prenantes

Le nouveau référentiel éthique

La décision prise par la Direction du Groupe de renouveler et d'adapter son référentiel éthique a conduit en 2012 à l'élaboration concertée et à l'adoption par le Comité Directeur du Groupe et le Conseil d'administration d'EDF de la charte éthique Groupe.

La Charte complète les lois, règles et conventions nationales et internationales en rappelant les valeurs, les principales actions et les règles de conduite qui conditionnent la vie au travail dans chacune des sociétés et pour chacun des salariés du Groupe. Elle doit être connue et partagée par tous dans le Groupe. Elle est accessible directement sur le site edf.com, en français et en anglais les traductions locales étant assurées par les sociétés. En avril 2013 le Président-Directeur Général (P-DG) a lancé le déploiement et la diffusion de la Charte dans tout le Groupe. La première phase de diffusion s'est effectuée au périmètre des principales sociétés représentant environ 85% des effectifs du Groupe.

Conformément à la Charte, tout salarié du Groupe peut exercer son droit d'alerte, confidentiel et sans risques, vis-à-vis de son manager, ou d'un interlocuteur éthique dédié dans l'Unité ou la Société concernée. En dernier recours, le salarié peut s'adresser à la Commission Éthique & Déontologie du Groupe[1], organisme créé en 2013. Elle est composée d'un président nommé par le P-DG d'EDF, d'un secrétaire exécutif, de cinq membres délibératifs et de trois membres consultatifs.

C'est un organisme de conseil, de consultation et d'appui. Il est destinataire du reporting de chaque société sur la mise en en œuvre de la démarche éthique du Groupe. Son président rapporte au nom de la Commission, au P-DG d'EDF, ainsi qu'au Conseil d'éthique du Conseil d'administration d'EDF.

1. *Formulaire disponible sur le site edf.com, adressé au mail dédié alerte-ethique@edf.com.*

La prévention de la fraude

La décision du P-DG sur la lutte contre la fraude au sein du Groupe, reposant sur un principe de tolérance zéro, est entrée en application dès la fin 2010. Pour en assurer la mise en œuvre, les managers ont élaboré et adopté des plans de lutte anti-fraude au sein des principales entités et se sont appuyés sur la diffusion du guide pratique de prévention de la fraude au sein du Groupe.

L'ensemble des actions à caractère éthique est soumis au dispositif de contrôle interne du Groupe et a permis de généraliser les pratiques incitatives d'auto-évaluation et de partage des bonnes pratiques dans le cadre des prescriptions concernant l'éthique et la lutte contre la fraude, placées parmi les premiers titres du guide de contrôle interne du Groupe.

En 2012, un groupe de travail « traitement des alertes Fraude » a été constitué au périmètre d'EDF, pour fournir aux différents niveaux de la ligne managériale, une méthodologie et des outils pour appréhender et gérer les alertes susceptibles de constituer des fraudes. Le processus a été présenté au second trimestre 2013, au Secrétaire général du Groupe, qui a demandé d'élargir le champ de ce processus aux autres sociétés.

La prévention de la corruption

Sur la corruption, la mise en œuvre de la décision du P-DG du 31 mai 2010 sur les contrats de consultants et de mandatement a renforcé les procédures de validation des contrats d'intermédiation. Un dispositif de contrôle de ces contrats a été mis en place au niveau de la Présidence du Groupe.

Le lancement d'un programme de sensibilisation au risque pénal EDF (décision du Président du 28 juillet 2011) a entendu répondre à l'émergence, avec le développement du Groupe et son implantation diversifiée dans le monde, d'une exposition accrue à ce type de risque. Celle-ci est également l'effet d'un durcissement des législations anti-corruption américaines (*Foreign Corrupt Practices Act*) et britanniques (*Anti-Bribery Act*) dont la dimension extraterritoriale contribue à la formation d'une réglementation répressive internationale.

L'internationalisation croissante des activités du Groupe dans des contextes réglementaires évolutifs conduit EDF à lancer un programme d'harmonisation de ses pratiques de prévention de la corruption sous toutes ses formes.

La politique de conformité « concurrence »

Le respect des règles de concurrence constitue une priorité absolue pour le groupe EDF.

Pour réduire l'exposition du Groupe aux risques liés à l'application des règles de la concurrence, le programme de conformité concurrence, décidé par le Président le 22 décembre 2010, a étendu en 2011 les actions de sensibilisation et de formation au plus grand nombre d'opérationnels en France et à l'étranger, toutes filiales confondues. Ce programme comporte un ensemble de mesures de sensibilisation, de formation et de contrôle destinées à diffuser au mieux la culture du droit de la concurrence au sein du Groupe et à responsabiliser les salariés et collaborateurs sur le respect de ces règles.

Politique de prévention de violation des Droits de l'homme

Dans le cadre de ses Engagements de responsabilité d'entreprise, le groupe EDF s'est engagé à ne tolérer aucune violation des Droits de l'homme, fraude et corruption, pour toutes les sociétés du Groupe et pour ses fournisseurs.

Cet engagement s'est traduit notamment par la signature du Pacte mondial (*Global compact*) des Nations Unies et l'introduction de clauses éthiques dans tous les contrats d'achats à long terme avec ses fournisseurs.

Par ailleurs EDF est membre fondateur de l'association EDH (Entreprises pour les Droits de l'Homme).

2.3.2 Dispositif de dialogue avec les parties prenantes

Le Groupe s'est investi dans un dialogue qu'il souhaite plus efficace avec ses parties prenantes, à toute échelle de territoire. Dans ses Engagements de responsabilité d'entreprise, il a pris celui de favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles et s'engage à ce que huit de ses sociétés aient mis en place un espace de dialogue formalisé avec leurs parties prenantes d'ici fin 2015 ; actuellement, cela a été réalisé pour trois sociétés : EDF, EDF Energy et Edison.

Chaque société du Groupe dialogue avec ses parties prenantes selon les modalités qui lui sont propres selon 5 axes communs :

- la concertation de proximité autour des sites de production et pour les projets de nouvelles implantations industrielles ;
- les relations organisées avec les clients, les fournisseurs, les partenaires sectoriels, les associations socioprofessionnelles, les collectivités publiques et les institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités représentatives dans des conseils ou panels indépendants (voir section 2.3.2.2) qui apportent aux dirigeants du Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation/formation de publics, notamment jeunes, aux enjeux de l'énergie et du développement durable.

2.3.2.1 Information à proximité des sites de production et concertation pour les projets industriels

Sites de production

En France, 38 Commissions locales d'information (CLI), composées d'élus, de représentants de l'Etat et des mondes associatifs et socioprofessionnels, assurent de façon réglementaire une mission d'information des riverains sur l'activité des installations nucléaires. EDF collabore avec les CLI établies auprès de ses centrales et leur fournit les informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission.

Au-delà de ce dispositif réglementaire, EDF a mis en place dans chaque centrale nucléaire un Centre d'information du public (« CIP »), chargé d'informer les populations riveraines sur le fonctionnement et les impacts des centrales, les enjeux énergétiques, mais aussi sur la maîtrise de la consommation d'énergie ou la présentation des métiers porteurs d'emploi du secteur électrique. Sans rupture avec l'année précédente, l'image d'EDF auprès des populations riveraines reste largement positive : 86 % en ont une bonne image, 84 % estiment que les centrales nucléaires ont un haut niveau de fonctionnement et 78 % leur reconnaissent un impact positif en matière d'activité économique.

Dans le domaine hydraulique, EDF a poursuivi ses campagnes permanentes d'information et de prévention des usagers de l'eau sur les risques de variation de débit dans les rivières, ainsi que le recours aux hydroguides chargés de la prévention sur le terrain pendant les périodes estivales. Des relations spécifiques ont été nouées sur des projets locaux comme la création d'un Comité de suivi du projet d'aménagement du barrage de Poutès en Haute-Loire, associant élus, services et représentants de l'Etat et ONG.

Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trois à quatre fois par an en fonction des demandes) avec les parties prenantes locales sur les questions liées à ses activités et à leurs impacts. Conformément à l'objectif annoncé en 2012, elle a créé en 2013 trois nouveaux centres d'information du public à proximité de ses installations nucléaires (7 nouveaux centres en deux ans). Compte tenu de son programme industriel, l'entreprise a également engagé à travers le programme *Better Energy* une réflexion pour renforcer sa relation aux populations riveraines sur le long terme, et publiera en 2014 ses nouvelles ambitions, assorties d'objectifs.

Nouveaux projets industriels

En France, les procédures d'autorisation pour la construction du cycle combiné gaz de Bouchain ont été obtenues dans un délai court de 16 mois, grâce à l'organisation d'un dialogue dynamique avec les riverains, l'administration, les collectivités et associations locales.

La construction du terminal méthanier de Dunkerque a fait l'objet d'une procédure réglementaire de débat public. En 2007, la concertation avait amené des modifications du projet initial qui visaient notamment à éviter

d'empiéter sur une zone protégée avec risque de destruction d'espèces d'oiseaux et de plantes menacées de disparition et à préserver les lieux de vie et de loisir des familles. Depuis le démarrage du chantier, le dialogue local se poursuit et aboutit à des solutions co-construites avec les différentes parties prenantes : mesures de compensation environnementale définies avec un comité d'experts et les associations de protection de l'environnement, mesures de développement social et économique en lien avec les collectivités et acteurs économiques locaux, implantation in situ d'une unité de production de béton et acheminement d'une partie des matériaux par barge maritime pour réduire les acheminements par camions, sujet d'inquiétude des populations riveraines.

Dans le cadre du développement des trois projets éoliens en mer d'EDF Énergies Nouvelles (Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire), trois débats publics ont été organisés de mars à juillet 2013, ainsi que le prévoit le Code de l'environnement pour les projets supérieurs à 300 millions d'euros. Ils ont réuni plus de 5 000 personnes. Les principales attentes portent sur le respect de l'environnement, la prise en compte des usages de la mer, les nuisances lors des travaux, l'impact visuel (visibilité depuis les côtes) et les retombées économiques. EDF Énergies Nouvelles va poursuivre le dialogue de manière volontaire par la mise en œuvre de réunions publiques régulières et l'installation de permanences à proximité des futurs sites.

À l'international, l'année 2013 a été marquée par la confirmation de l'engagement du groupe EDF dans la partie sous-marine du projet de gazoduc *South Stream*. Ce gazoduc reliera Anapa en Russie à Varna, en Bulgarie, en traversant successivement les zones économiques russe, turque et bulgare. Il est prévu de mener ce projet en respectant les législations nationales, directives européennes, conventions et protocoles internationaux, les standards des institutions financières internationales et selon les bonnes pratiques industrielles portant sur les performances environnementales et sociales.

Des rapports d'étude d'impact sont en cours pour l'ensemble des pays concernés. Ils comprendront un volet socio-économique, un volet environnemental et social et un dernier sur l'héritage culturel, terrestre et maritime, et prendront également en compte les avis émis par les parties prenantes. Ces rapports seront publiés à la mi-2014.

2.3.2.2 L'éclairage de panels indépendants

Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe et ses sociétés leur vision externe : le Panel développement durable international, le Conseil développement durable France et les Conseils scientifique et médical pour EDF en France, le *Stakeholder Advisory Panel* pour EDF Energy, et le *Social Committee* pour Edison (en cours de refonte).

Le **Panel développement durable international** est une instance de dialogue rassemblant des personnalités internationales, indépendantes et spécialistes de domaines relatifs aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Il accueille également comme membres de droit les Présidents des Conseils développement durable et scientifique France, ainsi que le président du *Stakeholder Advisory Panel* d'EDF Energy. Il conseille et fournit une appréciation critique des engagements du Groupe en matière de développement durable et de leur mise en œuvre.

En 2013, le Panel développement durable international s'est réuni deux fois pour examiner les Engagements de responsabilité d'entreprise pris par le Groupe en 2013 et la nouvelle politique développement durable Groupe qui sera mise en place au premier semestre 2014. Chaque année, il émet un avis critique sur les performances développement durable du Groupe[1].

Le Conseil développement durable France, lui aussi composé de personnalités externes et représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités d'EDF, questionne le plus en amont possible les dirigeants opérationnels et les experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre en matière de développement durable.

En 2013, il s'est réuni deux fois pour examiner les sujets liés à la déconstruction des centrales nucléaires et à la place de l'électricité dans le chauffage des bâtiments.

Sur la question de la déconstruction, il adhère à la stratégie dite de « démantèlement immédiat » (choix de l'Autorité de sûreté nucléaire et avec laquelle la loi financière est en conformité) et formule le souhait qu'EDF interroge en permanence ses stratégies de déconstruction, en s'inscrivant dans une démarche « d'évaluation par les pairs » préconisée au niveau européen (Directive du 19 juillet 2011). Parmi ses six autres recommandations, il préconise à EDF d'assumer un rôle structurant dans l'émergence d'une filière industrielle de déconstruction d'installations nucléaires et il invite l'entreprise à jouer un rôle proactif dans la fixation d'un seuil de libération des déchets radioactifs, aspect décisif en termes de volumes.

Concernant la place de l'électricité dans le chauffage des bâtiments, il souhaite qu'EDF approfondisse le scenario « zéro émission de carbone dans le chauffage » (développement de l'isolation des bâtiments et recours massif aux pompes à chaleur aux performances optimisées) présenté par l'entreprise, dont il souligne que la pertinence a manqué dans le débat sur la transition énergétique.

Le **Conseil scientifique** d'EDF est un organisme consultatif apportant à l'entreprise avis et conseils de hautes personnalités scientifiques sur l'impact des évolutions scientifiques et techniques sur ses métiers ainsi que sur ses actions de recherche à moyen et long termes. Il examine des dossiers thématiques faisant objet d'un rapport détaillé et émet un avis sous forme de recommandations au Président d'EDF.

En 2013, le Conseil a traité trois sujets :

- villes et territoires de demain: quels enjeux, quel rôle pour l'électricien ;
- approche industrielle du progrès en sûreté nucléaire ;
- articulation local/global : quel système électrique pour demain.

Le **Conseil médical d'EDF**, composé de personnalités du monde médical et de professeurs d'université, est un organe de réflexion et de conseil sur des thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Il est présidé par le Pr André Aurengo, membre de l'Académie de médecine. Le Conseil médical s'est réuni en session plénière à trois reprises en 2013.

Les principaux thèmes traités ont couvert l'essentiel des questions de santé professionnelle et environnementale qui font débat : le règlement européen REACH[2] et l'exemple du dossier monochloramine, les études Géocap[3] sur les leucémies infantiles à proximité des lignes de transport d'électricité, la précarité énergétique et la santé, l'absentéisme pour raisons médicales dans les industries électriques et gazières, les leucémies autour des centrales nucléaires en Grande-Bretagne à travers une nouvelle étude cas-témoins, la transition énergétique et la dosimétrie des prestataires.

Le ***Stakeholder Advisory Panel*** conseille le Directeur général et le Comité exécutif d'EDF Energy sur la stratégie de l'entreprise et ses sujets de développement durable. Composé de six membres indépendants, il s'est réuni trois fois en 2013 sur les questions liées à la réforme anglaise du marché de l'électricité, aux compteurs intelligents, à l'entrée en vigueur en 2013 et 2014 des nouvelles modalités tarifaires définies par l'Ofgem, (Commission de régulation de l'énergie britannique) et aux Normes de conduite (*Standards of Conduct*) qui en découlent. Il a également examiné

1. *Le rapport développement durable du Groupe est publié au premier semestre 2014, et consultable exclusivement sur internet, à l'adresse : http://rapport-dd-2013.edf.com/fr/avis-du-panel-des-parties-prenantes.*
2. *L'Union européenne (UE) a mis en place le système REACH, un système intégré d'enregistrement, d'évaluation, d'autorisation et de restrictions des substances chimiques et institué une agence européenne des produits chimiques.*
3. *Publication scientifique conjointe Inserm et IRSN concernant les leucémies chez l'enfant autour des centrales nucléaires françaises sur le site internet de la revue « International Journal of Cancer » le 4 janvier 2012.*

les performances d'EDF Energy en matière de développement durable et publié son rapport critique (*http://www.edfenergy.com/about-us/annual-report/stakeholder-views.shtml*).

2.3.2.3 Une stratégie de partenariats développement durable revisitée

Les partenariats développement durable comprennent trois volets principaux : partenariats stratégiques, partenariats biodiversité et partenariats sociétaux.

Partenariats stratégiques

Dans le contexte du débat sur la transition énergétique, la Direction développement durable a poursuivi en 2013 ses partenariats stratégiques avec des *think tanks* et des chaires de recherche, comme celle du MIT (*Massachussets Institute of Technology*) ou celle de l'Université de Paris Dauphine sur le climat. En 2013, le partenariat avec la Fondation Nicolas Hulot pour la nature et l'homme (FNH) a été orienté sur le soutien au « *Think tank* de la transition écologique » créé par la FNH, constitué d'universitaires, de chercheurs et de scientifiques reconnus, dans l'objectif de faire émerger de nouvelles idées et propositions pour opérer la transition écologique et les faire connaître du grand public.

EDF a par ailleurs poursuivi son aide à l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI), *think tank* reconnu pour la qualité de ses travaux de recherche et également investi dans la préparation des négociations internationales et des textes législatifs en France. EDF apporte en particulier son soutien à 3 programmes très liés à ses activités et engagements de développement durable : climat, économie de la biodiversité et fabrique urbaine. En 2013, EDF et l'IDDRI ont notamment lancé un projet de modélisation des scenarii de réduction des émissions de CO_2 des grandes économies mondiales.

Partenariats biodiversité

Dans le double contexte du renforcement de la réglementation et de la nouvelle gouvernance de l'environnement issue du Grenelle, la biodiversité est désormais un enjeu de pérennisation et de développement des activités d'EDF en France comme à l'international. La conduite de la politique biodiversité du Groupe nécessite l'appui d'expertises externes comme celles du Muséum national d'histoire naturelle, de l'Union internationale pour la conservation de la nature, de la Ligue pour la protection des oiseaux, du Conservatoire du littoral, des Réserves naturelles de France ou de la Fédération nationale pour la pêche en France. Ces partenariats favorisent les échanges techniques et le dialogue avec les différents métiers notamment de la production et des réseaux, soutiennent des projets conduits dans la durée par les associations et mettent en œuvre des programmes concrets portés localement par les directions métiers et sociétés.

Partenariats sociétaux

En 2013, en cohérence avec la démarche de responsabilité d'entreprise du Groupe, la Direction développement durable a décidé de redéfinir sa stratégie sur les partenariats sociétaux en relation avec les différentes directions métiers concernées. La démarche a porté sur l'accès à l'énergie et la lutte contre la précarité énergétique, le développement social des territoires, l'inclusion sociale et l'éducation, dans l'objectif d'élaborer des solutions innovantes avec des partenaires pluri-acteurs économiques. Les partenariats tendant vers un périmètre international ont été privilégiés. Ainsi sont en cours d'instruction, des partenariats avec le réseau European *Anti-Poverty Network*, le réseau des Compagnons Bâtisseurs, l'*Action Tank* d'HEC (un projet autour des « Copropriétés dégradées », incluant une solution *social business*) ou encore avec l'*Electrification Roadmap*, initiative internationale émergente visant à concrétiser avec d'autres électriciens comme Duke et Eskom l'objectif « accès universel à l'énergie » des Nations Unies, particulièrement en Afrique.

2.3.2.4 Information sur les enjeux énergétiques et du développement durable

Les sociétés du Groupe ont poursuivi en 2013 leurs programmes de sensibilisation du grand public et des publics jeunes à la maîtrise de l'énergie et aux enjeux de développement durable.

Principales actions menées en 2013

EDF	■ Repositionnement de la marque Bleu Ciel d'EDF (particuliers) autour des économies d'énergies. Envoi d'une lettre d'information à plusieurs millions d'exemplaires pour mieux faire connaître le sitemamaisonbleuciel.fr et les applications mobiles éco-gestes associées, assorti d'une campagne publicitaire presse grand public, également autour des éco-gestes.
	■ Refonte des contenus pédagogiques sur les enjeux développement durable du site internet dédié aux jeunes publics (*http://jeunes.edf.com* ; plus de 480 000 visites en 2013 ; 197 000 en 2012).
	■ Réalisation de 1 780 conférences sur les enjeux du développement durable dans les collèges et les lycées, en lien avec les programmes scolaires et à la demande du corps enseignant (plus de 43 000 jeunes rencontrés).
	■ Réalisation de 2 688 conférences « Branche-toi sécurité » dans les écoles primaires, intégrant un volet économie d'énergie dans les usages à la maison (plus de 65 000 enfants informés).
EDF Energy	■ Poursuite du programme éducatif sur internet The Pod en partenariat avec le programme européen Éco-écoles et l'ONG britannique Eden Project, auquel participent plus de 17 500 écoles et qui a touché plus de 10 millions d'enfants depuis son lancement en 2008 (objectif initial : 2,5 millions).
Edison	■ Reconduction du programme *Eco Generation School is the climate's friend* mené avec l'ONG Legambiente à destination d'écoles pilotes (20 écoles dans 20 villes italiennes) qui apprend aux élèves à évaluer l'efficacité énergétique de leur établissement et les aide à rechercher des solutions de maîtrise des consommations d'énergie (2 600 enfants, 2 100 parents participants, 40 associations et 35 administrations publiques impliquées).
EDF Asie Pacifique	■ Poursuite de la diffusion d'un ouvrage sur les usages de l'électricité et l'utilisation raisonnée des ressources naturelles à destination des enfants des zones rurales, diffusé en Chine, Thaïlande, Vietnam et Laos. Le livre est intégré désormais dans les programmes éducatifs scolaires.

2.3.3 Le domaine sociétal

La dimension sociétale est partie intégrante de la politique de développement durable Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte Mondial des Nations Unies.

Ce volet s'organise autour de 3 grandes orientations, en cohérence avec les Engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe :

- favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité énergétique pour les personnes vulnérables ;
- contribuer au développement économique et social des territoires où EDF opère ;
- contribuer au débat sur le développement durable et les activités d'EDF, en favorisant le dialogue local et la connaissance des enjeux énergétiques.

Dans ce domaine, la direction développement durable anime un réseau dédié composé des correspondants des différentes entités du Groupe. Ce réseau se rencontre annuellement pour échanger sur les bonnes pratiques des sociétés et partager les principales actions engagées.

2.3.3.1 Contribution à la lutte contre la précarité énergétique

Dans un contexte où la précarité énergétique s'intensifie en Europe, le groupe EDF a renforcé en 2013 son implication dans la lutte contre la précarité énergétique au-delà des cadres réglementaires. Elle s'est matérialisée par l'intégration de cet enjeu aux onze Engagements de responsabilité d'entreprise pris en mai 2013, et par la mise en œuvre de solutions et programmes nouveaux, spécifiques aux pays concernés. L'approche choisie par le Groupe est d'accompagner ses clients en difficulté par des aides ponctuelles et, autant que possible, par des dispositifs de plus long terme pour réduire en amont les coûts de consommation des ménages les plus vulnérables.

En France, au-delà des opérations menées dans le cadre de dispositifs publics[1], l'action d'EDF s'articule autour de trois volets :

- l'aide au paiement ;
- l'accompagnement des clients en difficulté ;
- la prévention.

Concernant l'aide au paiement, EDF est le premier contributeur des Fonds de Solidarité Logement (FSL) auprès des collectivités territoriales et y a contribué à hauteur de 23,3 millions d'euros en 2013. Les 350 conseillers solidarité d'EDF ont instruit 400 000 demandes et plus de 200 000 ménages défavorisés ont pu bénéficier, après décisions des commissions d'attribution locales, d'aides financières pour régler une part de leur facture d'énergie.

Concernant le volet accompagnement, EDF a renforcé ses moyens d'alertes auprès des clients fragiles à l'approche de l'hiver (mailing, campagnes de sms et d'appels téléphoniques automatiques). En 2013 l'entreprise a mené plus de 466 000 actions dans le cadre de sa démarche « Accompagnement Énergie » auprès des clients en difficulté (324 000 en 2012), qui permet de trouver avec eux des solutions adaptées à leur situation : délais de paiement, orientation vers des services sociaux, conseils pour réaliser des économies d'énergie.

Au-delà de sa présence dans les structures de médiation sociale de proximité (170 points d'accueil), EDF a conclu en juin 2013 un nouveau partenariat avec la Croix Rouge Française, qui repose sur trois actions : aides pour apporter des solutions aux dettes énergétiques, actions de formation aux usages de l'énergie et d'information sur les tarifs sociaux, et aides à l'amélioration de l'isolation thermique des logements.

Dans les **départements d'outre-mer**, le Groupe a poursuivi ses actions initiées les années précédentes, avec plus de 95 000 « Packécos » et kit hydroEko distribués en 2013 aux clients prioritairement bénéficiaires du tarif de première nécessité, afin de les aider à maîtriser leur consommation d'électricité. Plus de 70 000 clients en difficulté ont été accompagnés, via notamment à La Réunion le dispositif « Éco Solidaire », qui permet de financer la quasi-totalité d'équipement en chauffe-eau solaire individuel. En Guadeloupe, EDF et l'Agence Départementale d'Information sur le Logement (ADIL) ont engagé l'élaboration d'une convention pour apporter aux personnes vulnérables une information plus accessible sur les dispositifs en matière d'accompagnement sur l'énergie.

Les partenaires externes jugent les dispositifs de solidarité d'EDF globalement efficaces : 78 % des collectivités locales s'en déclarent satisfaites (enquête BVA 2013).

Concernant le volet prévention, EDF développe des actions de long terme qui portent sur l'amélioration de la performance énergétique des logements des personnes en situation de précarité énergétique. L'entreprise a poursuivi son engagement dans le programme de rénovation des logements « Habiter mieux », piloté par l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (« ANAH »). La convention signée en 2011, sous l'égide du Gouvernement et en réponse à la loi Grenelle 2, prévoit une contribution financière d'EDF d'un montant maximum de 49 millions d'euros sur trois ans, ce qui en fait le contributeur le plus important devant GDF-Suez et Total. En 2013, la rénovation de plus de 31 230 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique a été engagée (13 000 en 2012). EDF contribue également à identifier les ménages éligibles et apporte son expertise dans les actions de maîtrise de l'énergie (sensibilisation et formation).

Cet engagement vient renforcer les contributions volontaires de l'entreprise :

- le programme « Toits d'abord », en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, qui vise la rénovation thermique de 2 000 logements dits « très sociaux » (plus de 1 300 constructions ou réhabilitations de logements engagées à fin 2013) ;
- le programme « Médiaterre », en partenariat avec Unis-Cité, qui aide les résidents de quartiers populaires à modifier leur comportement en matière de consommation d'énergie via des conseils délivrés par des jeunes en service civique (opération conduite sur 23 villes) ;
- l'organisation de « Rencontres de la précarité énergétique » avec les acteurs locaux, pour identifier les nouvelles questions que pose la précarité énergétique (5 sessions organisées en 2013 à Bordeaux, Nantes, Orléans, Nancy et Vesoul).

Dans les autres sociétés du Groupe :

En 2013, **ERDF** a lancé, à destination des collectivités territoriales, le programme « PRÉCARITER », un logiciel statistique et cartographique qui permet d'évaluer les différentes formes prises par la précarité énergétique en France métropolitaine. Il repose sur une description statistique de l'ensemble des ménages français[2], de leurs revenus et de leurs différentes dépenses (énergie du logement, transport, loyer, alimentation, santé,etc.). Prenant en compte l'ensemble des dépenses contraintes auxquelles sont confrontés les ménages, il permet une expertise plus précise de la précarité énergétique, en évitant de réduire la compréhension de cette question à la seule analyse des factures d'énergie.

De plus, face à un nombre croissant de difficultés de paiement (1 000 nouveaux dossiers de surendettement et plusieurs dizaines de milliers d'échéanciers accordés), et au-delà de ses obligations réglementaires, le **groupe Électricité de Strasbourg** a renforcé sa participation au Fonds de Solidarité Logement (130 000 euros), a étendu sa convention d'aide aux clients démunis à la ville d'Illkirch et a signé avec la ville de Strasbourg une

1. *EDF distribue les tarifs sociaux de l'électricité (Tarif Première Nécessité, de façon exclusive) et du gaz naturel (Tarif Spécial de Solidarité), respectivement compensés par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) et la Contribution au tarif spécial de solidarité du gaz (CTSSG), avec gratuité de la mise en service pour l'électricité. En 2013, la loi Brottes a étendu le nombre de bénéficiaires potentiels à 4 millions de foyers, contre plus de 1 million en 2012.*

2. *Toutes les informations sont des données publiques essentiellement issues des enquêtes INSEE (Institut national des statistiques et des études économiques) compatibles avec la réglementation de la CNIL.*

convention qui permet désormais à ses agences commerciales de régler les Chèques d'Aide Personnalisée.

Au Royaume-Uni, l'action d'EDF Energy est structurée selon plusieurs dispositifs, réglementaires et volontaires.

Dispositifs réglementaires d'aides aux clients vulnérables

En 2013, troisième année de mise en œuvre du plan *Warm Home Discount* (obligation faite aux fournisseurs d'énergie de plus de 250 000 clients d'apporter un soutien aux personnes en situation ou à risque de précarité énergétique, via un rabais annuel de 135 livres sterling sur leur facture), EDF Energy a aidé plus de 175 000 clients, pour un montant total de 23 millions de livres sterling. Le rabais sera porté en 2014 à 140 livres sterling.

Le programme gouvernemental ECO (*Energy Companies Obligation*) a été mis en place début 2013 pour réduire la consommation énergétique du Royaume-Uni et aider les foyers en situation de précarité énergétique par le financement de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique. L'obligation d'EDF Energy sur la période 2013-2015 porte sur un montant total estimé à 490 millions de livres sterling, dont 150 millions en aides aux clients prioritaires : allocataires d'avantages sociaux, personnes de plus de 70 ans, résidants de zones rurales ou de quartiers défavorisés. EDF Energy a atteint son objectif de réaliser 45% du programme en 2013, via notamment la réalisation de plus de 42 800 mesures d'isolations thermiques.

Dispositifs volontaires d'accompagnement

Face aux nouvelles réglementations britanniques, EDF Energy a supprimé en septembre ses précédents tarifs destinés aux clients vulnérables (facturation systématique des tarifs les plus bas aux clients éligibles) et a relancé en novembre un service d'aide personnalisée sur internet, guichet unique qui permet aux personnes en difficulté d'avoir accès à l'ensemble du dispositif proposé par l'entreprise, et de trouver facilement les tarifs et modalités de règlements les moins chers, les aides proposées pour lutter contre l'endettement, ainsi que des conseils pour réduire leurs consommations et renforcer l'efficacité énergétique de leur logement.

Les partenariats et soutiens aux associations caritatives à titre volontaires ont été poursuivis en 2013 :

- avec le *Plymouth Citizens Advice Bureau*, organisation indépendante qui aide les clients concernés d'EDF Energy à trouver des solutions à leur endettement ;
- autour du programme *London Warm Zone*, avec le lancement d'un plan de remplacement de chaudières dans 14 quartiers défavorisés de Londres, et celui de la *Newham Warm Zone*, l'un des cinq projets-pilotes soutenus par le gouvernement pour renforcer l'efficacité des dispositifs d'aides aux foyers vulnérables dans la réduction de leur facture énergétique ;
- autour du programme *National Energy Action*, par le parrainage de forums sur la précarité énergétique ;
- avec le *Trust Fund*, qui attribue des aides aux foyers très endettés suite à des maladies graves ou des décès pour les remettre à niveau (don de 1,6 million de livres sterling pour 2 720 ménages) ;
- avec le *Chesshire Lehmann Fund*, qui soutient les universitaires et les associations dans leur recherche sur la corrélation entre précarité énergétique et efficacité énergétique.

En **Pologne**, où les sociétés du Groupe n'ont pas d'activité de commercialisation d'énergie auprès des clients particuliers mais produisent de l'électricité et de la chaleur pour les collectivités locales, toutes les actions de lutte contre la précarité énergétique sont mises en œuvre par EDF Polska à titre volontaire, via une politique de dons aux municipalités et organisations non gouvernementales.

En **Hongrie**, EDF Demasz a poursuivi en 2013 son partenariat avec l'Ordre de Malte (*Maltese charity service*) visant à apporter une aide financière pour le paiement de factures d'électricité, avec un accompagnement personnalisé.

2.3.3.2 Contribution au développement économique des territoires

Dans tous les pays où il opère, les activités industrielles du groupe EDF (centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques, installations renouvelables, réseaux de distribution), sont implantées dans les territoires et génèrent à ce titre de l'emploi local, direct ou indirect, des achats locaux et le versement de taxes qui soutiennent le développement local.

En France, EDF assure depuis sa création une mission de service public qui vise à diminuer les inégalités territoriales. Sa politique d'investissements en fait le premier investisseur du pays, avec une contribution de 8,8 milliards d'euros d'investissements nets dans l'économie française en 2013 (8,1 milliards d'euros en 2012). C'est aussi le premier client des PME, avec 2,4 milliards d'euros de commandes en 2012 auprès de 26 500 petites et moyennes entreprises. Aujourd'hui, un fournisseur d'EDF sur deux est une PME. Dans le contexte de crise économique que connaît l'Europe depuis 2009, et en réponse à la demande des territoires de développer des projets énergétiques locaux, EDF agit sur plusieurs axes :

- préserver la compétitivité des entreprises en leur offrant une énergie la moins chère possible;
- renforcer la part des achats liés à ses investissements (réseaux, nouveaux outils de production, maintenance industrielle) réalisée auprès des entreprises régionales ;
- devenir le chef de file de nouvelles filières génératrices d'emploi et de développement économique local, comme l'éolien en mer avec EDF Énergies Nouvelles (plus de 7 000 emplois directs et indirects prévus dans le cadre du développement de 1,5 GW de capacités d'éolien en mer) et les services énergétiques avec Dalkia ;
- mettre en œuvre des partenariats innovants, moteurs de croissance, avec les entreprises ou collectivités locales pour définir des projets locaux, intégrant progressivement davantage de productions locales et de pilotage local de la demande en énergie.

Cette démarche s'inscrit en cohérence avec les Engagements de responsabilité d'entreprise pris par le Groupe en tant que « Partenaire responsable ».

En 2013, le Groupe, pour renforcer sa présence sur les **services énergétiques**, a annoncé en octobre avec Veolia un projet d'accord sur leur filiale commune Dalkia, par lequel toutes les activités et les équipes de Dalkia France rejoindront EDF. Cette opération lui permettra de développer cette activité au niveau français et européen. EDF compte répondre ainsi aux besoins de fourniture d'énergie des collectivités locales et leur ouvrir une gamme complète de solutions énergétiques : chauffage collectif, production locale d'énergie, solutions d'efficacité énergétique des bâtiments ajustée à leur territoire selon son coût d'installation, d'exploitation et son empreinte environnementale, transport urbain et éclairage public. La réalisation des équipements, leur exploitation et leur maintenance seront autant de stimuli pour l'emploi local.

Principales contributions au développement local en 2013

En France	■ Augmentation des **investissements dans les réseaux** de distribution de plus de 50% sur ces quatre dernières années, pour atteindre 4 milliards d'euros en 2013 (en réponse aux besoins de raccordement et à l'amélioration de la qualité de fourniture). 22 000 emplois induits ont été générés. En application de sa nouvelle politique industrielle, ERDF équilibre ses achats entre grandes entreprises et PME. En 2013, 95% des travaux et des prestations ont été commandés à des entreprises françaises, 53% à des PME-PMI.
	■ **Terminal méthanier de Dunkerque** : à fin 2013, 37% des 693 marchés pour la construction de ce terminal sont passés à des entreprises de la Côte d'Opale et 24% à des entreprises régionales. Mise en place d'un partenariat avec la Communauté Urbaine de Dunkerque, l'Université du littoral, des laboratoires de recherche et des entreprises industrielles locales pour développer une filière de recherche et développement sur le froid.
	■ **Aménagement hydroélectrique de Romanche-Gavet :** au-delà de l'augmentation de la capacité de production de l'ouvrage (93 MW contre 85 auparavant), l'accès au cours d'eau sera accessible à d'autres activités économiques actuellement impossibles, via le renforcement de la sécurité des nouvelles installations. Amélioration du réseau d'eau potable de la commune, via des apports financiers et des prêts. Programme engagé de renaturation des berges (six seuils enlevés remplacés par un seul barrage). Construction d'une Maison HQE de l'énergie qui sera transférée à la commune à la fin du chantier. Incitation au recours à des entreprises locales (24% actuellement).
	■ **EPR de Flamanville :** à fin 2013, 39 des 58 projets retenus au programme d'accompagnement sont achevés (23,6 millions d'euros). Principales réalisations de 2013 : élargissement et sécurisation de la route départementale 23 qui constitue l'accès principal au site, modernisation du groupe scolaire de Barneville-Carteret et construction d'une crèche dans l'agglomération de Cherbourg. Quinze autres projets sont en cours de réalisation.
	■ **Corse :** application d'une convention liée à la mise en service du nouveau barrage du Rizzanese avec la Collectivité territoriale de Corse, par laquelle EDF met à disposition 1,6 million de m³ d'eau brute chaque année pour soutenir les besoins agricoles. Le chantier de construction (500 000 heures de travail) aura mobilisé jusqu'à 300 personnes au plus fort des travaux, dont un tiers en provenance d'entreprises locales. Près de 170 embauches ont été réalisées par EDF en cinq ans et plus d'une centaine de jeunes apprentis ont été formés. 60 millions d'euros ont directement bénéficié aux entreprises locales, via la construction de nouvelles voieries, le renforcement des réseaux de télécommunications nécessaires au chantier, les projets de développement autour du plan d'eau, la création d'une Maison de l'énergie et l'aménagement paysager aux abords de la Chapelle Saint Jean-Baptiste de Poggio, haut lieu touristique.
	■ **Plan Énergie Alsace :** 16 millions d'euros (soit 54 % du budget global) et 42 conventions ou projets ont été engagés à fin 2013 dans le cadre d'une convention d'accompagnement territorial de 3 ans. Domaines d'intervention : efficacité et précarité énergétiques innovation, biodiversité, formation, pédagogie de l'énergie, insertion handicap.
	■ **Projets énergétiques locaux :** plus de 200 projets pour le développement de villes et territoires durables sont en cours, avec l'objectif de mettre en œuvre des solutions énergétiques économiquement pertinentes, décarbonées, adaptables aux projets urbains et valorisant les énergies renouvelables.
	■ **Plan de Productivité Énergies (PPE) :** signature de 20 nouveaux PPE, service mis en place pour renforcer la compétitivité des grandes entreprises françaises (soit 10 % du portefeuille des clients consommant plus de 7 GWh annuels).
Au Canada	■ Pour la construction d'un programme éolien d'1 GW au Québec, engagement d'EDF Énergies Nouvelles à utiliser 60 % de composants fabriqués régionalement, dans le cadre d'un partenariat exclusif avec le fabricant allemand de turbines REpower.
Au Laos	■ Poursuite des programmes d'accompagnement économique autour de la centrale hydroélectrique de Nam Theun par NTPC. Développement des activités agricoles et forestières via l'obtention de 190 titres fonciers communaux pour des terres et des forêts à fin 2013, une première au Laos. Le réservoir du barrage permet de développer une activité de pêche. NTPC assure un système de micro-crédit (via un fonds de 520 000 euros) pour la création d'entreprise individuelle (516 prêts accordés à fin 2013 pour un montant totalisant 100 000 euros).

Les informations relatives à la création d'emplois directs et indirects du groupe EDF ainsi qu'à l'insertion des jeunes et des personnes vulnérables sont développées dans la section 2.4.1.4 du présent rapport.

Contribution à la cohésion sociale et territoriale

Dans le cadre d'un partenariat impliquant l'Etat et neuf grands opérateurs de service public, dont EDF, visant à regrouper dans des lieux uniques un ensemble d'offres à destination des populations rurales, 22 contrats départementaux ont été signés en 2013.

2.3.3.3 Fournisseurs et achats responsables

Démarche d'achats responsables

La Direction des achats du groupe EDF déploie, dans les métiers d'EDF et les sociétés du Groupe, une démarche « Achats responsables » pour intégrer dans toutes les étapes du processus d'achat :

- la prise en compte de l'impact des décisions d'achat sur l'environnement ;
- la prise en compte des aspects sociétaux et sociaux de la chaîne d'approvisionnement ;
- la prise en compte de l'impact économique des décisions d'achat sur l'entreprise, son environnement et ses fournisseurs.

EDF, EDF Energy et EDF Luminus intègrent dans les conditions générales d'achats de leurs contrats une **Charte développement durable** signée systématiquement par tout fournisseur contractant. En 2013, le groupe EDF s'est engagé à ce que 10 autres sociétés incluent une clause éthique/développement durable dans leurs contrats d'achats[1] d'ici 2015. La Direction des achats du Groupe porte cet objectif et a lancé le projet.

Elle a par ailleurs mis en œuvre le programme « Achats responsables – Synergies Groupe », par lequel elle met à disposition des filiales du Groupe les outils et contrats associés qu'elle a développé, notamment ceux qui concernent l'évaluation de la prise en compte du développement durable par les fournisseurs.

ERDF a signé fin 2013, une charte de bonnes pratiques avec le Syndicat professionnel des fabricants de fils et câbles électriques et de communication (SYCABEL), par laquelle l'entreprise s'engage à intégrer la problématique

1. *Hors achats d'énergie sur le marché SPOT.*

environnementale dans ses achats et approvisionnements, notamment l'impact environnemental des câbles.

La prise en compte effective des enjeux environnementaux et sociétaux chez les fournisseurs s'exerce concrètement à travers la mise en place de questionnaires d'auto-évaluation et la réalisation d'audits en matière de développement durable et de responsabilité sociale chez les fournisseurs, portant notamment sur :

- la maîtrise de leurs risques, y compris ceux relatifs à leur outil de fabrication ;
- la réalisation d'un bilan carbone de leurs sites de production ou de leurs prestations ;
- la réalisation d'une étude d'impact de leur activité sur la biodiversité ;
- la mise en œuvre de politiques d'innovation pour développer des technologies de substitutions favorables à l'environnement ou permettant des économies de ressources et des réductions d'émissions polluantes ;
- la mise en place d'un programme de réduction des déchets ;
- la mise en œuvre d'une politique volontaire favorisant le développement du tissu économique local.

Près de 80 audits ont été lancés en 2013 et 60 ont été réalisés (57 en 2012) sur un objectif de 54 annoncés. Les audits révèlent à 45 % des résultats satisfaisants, à 47 % des résultats acceptables avec commentaires et à 8 % des résultats insuffisants. Ils confirment les retours d'expérience des années précédentes : les dérives en termes d'impacts environnementaux et sociaux sont faibles et souvent ponctuelles en France, mais fréquentes en Asie. 50% des fournisseurs audités sont sensibilisés aux enjeux de développement durable d'EDF. Les pistes de progrès concernent essentiellement les sous-traitants des fournisseurs pour lesquels les exigences d'EDF ne sont pas transmises par le titulaire du contrat. Pour EDF, les axes d'amélioration sont : l'achat local et aux PME, les délais de paiement et le processus d'évaluation même des fournisseurs.

Le nombre d'accompagnements (audits et questionnaires d'auto-évaluation) DD/RS[1] sera porté à 100 en 2014 et privilégiera les segments d'achats à risque, notamment lorsqu'il y a délocalisation des fabrications.

Chaîne d'approvisionnement du charbon

La chaîne d'approvisionnement en charbon du Groupe faisant l'objet d'une attention particulière depuis plusieurs années, le groupe EDF est devenu membre de *Bettercoal*[2] depuis 2011. Cette initiative vise à faire progresser la responsabilité des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, tout particulièrement au niveau des sites miniers et s'assurer que les droits fondamentaux (droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement) sont respectés sur ces sites. Un référentiel commun aux entreprises signataires en matière de principes sociaux, environnementaux et éthiques a été adopté en 2013, en cohérence avec les normes et standards internationaux existants (Organisation Internationale du Travail) et avec les travaux déjà réalisés sur les industries extractives (*Extractive Industries Initiative*). À partir de 2014, il servira à réaliser des audits et des auto-évaluations auprès des fournisseurs, au niveau des sites d'exploitation minière. Les résultats de ces audits alimenteront une base de données dédiée, gérée par *Bettercoal* et partagée par ses membres, dans le respect des règles anti-trust.

Achats aux entreprises d'insertion

Pour EDF, les achats aux entreprises d'insertion (EI et ETTI) font l'objet d'un objectif fixé par sa politique de développement durable. Depuis 2010, le volume de ces achats est fixé à un minima de 2,1 millions d'euros annuel. En 2013, ce montant s'est élevé à 1,1 million d'euros pour 1,5 million d'euros en 2012. Pour ERDF, le volume de ces achats est resté stable en 2013 par rapport à 2012, de l'ordre de 2,5 millions d'euros. Plus de 95 % de ces achats ont été réalisés sur trois domaines : les travaux sur réseaux (40 %), l'élagage et le débroussaillage (35 %) et la relève des compteurs (20 %).

2.3.3.4 Santé et sécurité des consommateurs

En **France**, EDF propose à ses clients particuliers un service de diagnostic sécurité électrique, en partenariat avec le Comité national pour la sécurité des usagers et de l'électricité (Consuel). Ce service visant la sécurité des installations électriques intérieures propose la visite du Consuel : contrôle des points clés de sécurité de l'installation électrique privative du client dans toutes les pièces accessibles de son logement, vérification du respect des exigences minimales de sécurité au regard de la norme UTE XP C 16-600 « Etat des installations électriques des immeubles à usage d'habitation ». Un rapport de diagnostic est délivré au client recensant les éventuelles anomalies constatées et les risques encourus associés.

2.4 Informations sociales

Les dimensions sociales et humaines sont des piliers de la stratégie du groupe EDF, au même titre que ses ambitions financières, économiques et industrielles. Ce soutien à la stratégie est traduit au travers d'un projet humain ambitieux - « Vision RH 2020 » - qui a commencé à se déployer, et ce, jusqu'à l'horizon 2020. Ce projet est l'expression du modèle d'employeur du groupe EDF et constitue un cadre de référence pour l'ensemble des entreprises du Groupe. Il s'est construit autour des quatre grandes orientations suivantes :

- des femmes et des hommes acteurs clés de la performance du Groupe ;
- un employeur référent en termes d'engagement des salariés et de performance sociale ;
- un ancrage local, un profil international ;
- un accompagnement des transformations qui conjugue agilité et responsabilité.

Le modèle d'employeur que le groupe EDF a choisi d'incarner aspire à mettre l'humain au cœur du projet industriel et relancer l'ascenseur social par une politique de recrutement et de formation dynamique, à construire un groupe intégré, en France et à l'international, sur un socle social existant et solide, à être une référence en matière d'innovation sociale en impulsant une démarche participative et facilitant l'échange de bonnes pratiques, réels leviers de l'engagement de tous pour une performance durable. En appui de ce modèle d'employeur, le pilotage et l'animation de la filière RH sont réalisés au niveau Groupe notamment à travers un Comité de pilotage des Ressources Humaines du Groupe (*HR Steering Committee*).

Dans ce contexte, le groupe EDF souhaite conforter sa position d'employeur de référence, dans des domaines prioritaires comme le recrutement, la formation, la santé-sécurité ou la protection sociale des salariés, et développer l'exemplarité en matière de diversité et de lutte contre les discriminations, par la sensibilisation de tous et par la formation des managers.

Ce modèle se concrétise aussi au travers de trois engagements pris en termes de responsabilité d'employeurs parmi les onze engagements à respecter par les entreprises du Groupe en qualité d'entreprise responsable :

- maintenir l'excellence professionnelle et la performance de ses équipes par la formation et la promotion de la diversité ;
- réduire résolument les accidents de travail de ses salariés et des sous-traitants ;
- ne tolérer aucune violation des droits de l'homme, fraude et corruption, pour toutes les sociétés d'EDF et pour leurs fournisseurs.

1. *Développement durable / Responsabilité sociale.*
2. *Bettercoal, initiative internationale regroupant les industriels suivants : EDF, DONG Energy, Enel / Endesa, E.ON, GDF-Suez / Electrabel, RWE, Vattenfall / Nuon et Fortum.*

Ces engagements sont systématiquement associés à des objectifs chiffrés et mesurables et développés infra, dans les différents domaines concernés : emploi et développement des compétences, santé et sécurité, diversité et respect des droits humains.

2.4.1 Emploi et développement des compétences

2.4.1.1 Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 158 467 personnes au 31 décembre 2013, dont 109 754 pour EDF et ERDF[1] et 48 713 pour les autres filiales et participations du Groupe qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Effectifs du Groupe en France

Concernant les deux principales sociétés du Groupe en France (EDF et ERDF), après une période de diminution depuis le début des années 1990, les effectifs globaux se sont stabilisés en 2010. Dès 2011, les effectifs ont commencé à croître significativement et ce mouvement s'est accentué depuis 2012. Cette augmentation d'effectifs a été soutenue par un niveau d'embauches important, très supérieur au nombre de départs en retraite; avec plus de 6 000 embauches contre plus de 3 500 départs en retraite en 2013.

2.4.1.2 Une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences renforcée

Le contexte interne et externe d'EDF est marqué, depuis plusieurs années maintenant, par de fortes évolutions de natures multiples : démographiques, réglementaires, technologiques, sociétales… L'entreprise a donc souhaité en 2011, se doter d'un dispositif plus agile pour anticiper et développer ses besoins en termes d'emplois et de compétences afin de répondre à ses enjeux stratégiques, ce qui l'a conduit notamment à signer en 2013 un accord relatif à la Gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences (GPEC) pour la période 2013-2015.

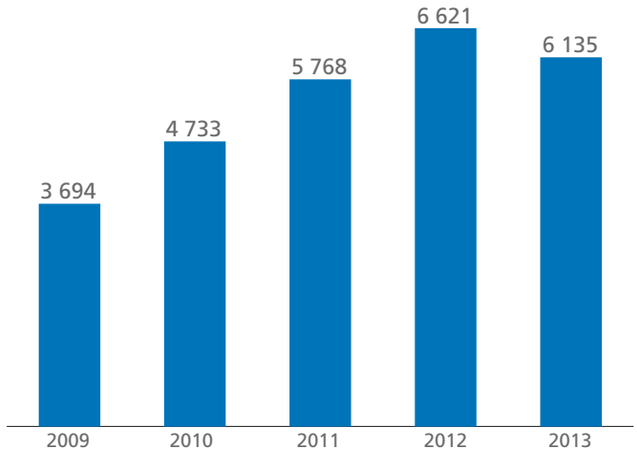
Dans la droite ligne de cet accord GPEC, et pour la première fois cette année, les perspectives d'emploi pour les trois années à venir des métiers de la production, de l'ingénierie ainsi que des métiers de distribution dans les zones insulaires, ont été présentées en Comité Central d'Entreprise, illustrant ainsi l'engagement de l'entreprise dans l'élargissement du dialogue social sur les perspectives de l'emploi à moyen terme.

Par ailleurs, EDF a lancé en 2013 le projet « Horizon Compétences » dont l'objectif est d'harmoniser et d'optimiser les démarches de GPEC déjà existantes au sein de l'entreprise.

2.4.1.3 Une dynamique de recrutement confirmée en 2013 en France

Pour relever les défis actuels et à venir auxquels le groupe EDF en France est confronté en matière d'emploi, il s'est engagé depuis plusieurs années dans une dynamique ambitieuse de recrutements. Ce sont près de 27 000 recrutements qui ont été réalisés au sein d'EDF et ERDF en 5 ans.

Recrutement chez EDF et ERDF depuis 2009



Ces défis, que sont :

- la reprise des investissements industriels dans l'ensemble des secteurs de production et d'ingénierie ;
  - le nucléaire existant avec la préparation du « Grand Carénage » et l'objectif de prolongation de la durée de fonctionnement des centrales ;
  - le nucléaire neuf avec l'avancement des projets relatifs à la préparation de renouvellement du parc ;
  - le thermique à flamme avec la mise en place de nouveaux moyens de production et l'arrêt de certains sites.
- des départs à la retraite qui se maintiennent à un niveau important (3,4 % des effectifs en 2013), dont une part importante dans les métiers de maintenance et d'exploitation dans les activités de production, d'ingénierie et de distribution ;
- l'évolution des métiers, en lien avec les enjeux technologiques, économiques, environnementaux du secteur de l'énergie, et avec les ambitions de développement du groupe EDF, en France et à l'international,

nécessitent une adaptation ainsi qu'une anticipation de ces évolutions notamment par le renouvellement des effectifs pour combler la perte prévisible de compétences (départs à la retraite), par leur augmentation et par l'acquisition de nouvelles compétences.

EDF et ERDF ont recruté plus de 6 000 personnes en 2013. Cette dynamique, impulsée depuis 2010, va se poursuivre en 2014. À compter de 2015, les besoins de renouvellement de compétences devraient se stabiliser. Le niveau d'embauches en 2013 aura permis de créer plus de 2 500 emplois nets.

Les recrutements concernent tous les métiers techniques du Groupe ; ils sont les plus nombreux dans les domaines de l'ingénierie, de la production et de la distribution d'électricité, ainsi que dans les activités commerciales et de recherche et développement. Le niveau Bac + 2/3 représente 45 % des recrutements, le reste à parts égales entre les niveaux Bac + 5 et Bac. Les nouveaux embauchés sont surtout des jeunes diplômés (environ 65 % du volume global) mais EDF recrute aussi des profils plus expérimentés.

Les métiers d'appel sont notamment : agent et technicien d'exploitation, technicien de maintenance/ingénieur en électricité, mécanique, chaudronnerie robinetterie, automatismes, conseiller clientèle.

Plus qu'ailleurs au sein du Groupe, les métiers de la production et de l'ingénierie courent un risque de perte de compétences clés compte tenu des niveaux

1. *Les effectifs d'EDF et ERDF incluent les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF et d'ERDF. Les effectifs d'ERDF comprennent, outre ses effectifs propres, les effectifs du service commun qui se décomposent en salariés 100% électricité (34 859) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (3 807) avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 76/24.*

importants de départs à la retraite. Ce risque est identifié depuis plusieurs années, il fait l'objet d'un dialogue social suivi. Le volume des embauches permet d'assurer un taux de remplacement d'au moins 140% sur la période 2013-2015, conformément aux termes du récent accord sur le dialogue social de la Division Production Ingénierie d'EDF. Dans un tel contexte, la transmission des savoir-faire entre les générations est un enjeu majeur. Il doit permettre de maintenir et d'améliorer le niveau des compétences dans la durée.

Le domaine du nucléaire reste ainsi le principal recruteur avec plus de 2 000 recrutements en 2013. Le thermique à flamme quant à lui a embauché une centaine de collaborateurs et l'hydraulique plus de 300, sans oublier les métiers d'appui à la production industrielle (324). Ces données sont à rapprocher des départs à la retraite qui se maintiennent à un niveau élevé depuis plusieurs années : 1 329 collaborateurs expérimentés ont quitté la Direction Production Ingénierie en 2013.

Afin d'organiser de manière efficace la transmission des compétences entre ces générations, des programmes d'actions sont mis en place tels que MANIOC ou RACINES dans l'ingénierie.

Le groupe EDF est un employeur attractif

Dans ce contexte de forts recrutements, l'attractivité d'EDF reste un enjeu majeur. Pour cela, le Groupe a poursuivi en 2013 ses actions de promotion du Groupe et de ses métiers et a engagé de nouvelles initiatives dans le but de consolider la marque employeur en France comme à l'étranger.

EDF attire les jeunes diplômés qui représentent 70% de ses recrutements cadres. Cette année, le Groupe se positionne en tête des classements des futurs ingénieurs, atteignant la 1ère place dans le palmarès de TNS Sofrès, la 5ème place pour Universum (+1 place par rapport à 2012) et la 4ème place pour Trendence. EDF a également reçu un Prix spécial pour la plus forte progression auprès des étudiants d'écoles de commerce. Il est par ailleurs le premier employeur des Randstad Awards 2012 pour le secteur de l'énergie.

Parmi les actions qui ont été menées, EDF a renforcé la dynamique numérique engagée autour du site de recrutement « *www.edfrecrute.com* » avec près de 4 millions de visites (+25 % par rapport à 2012) et 600 000 candidatures déposées en ligne en 2013 (+20 % par rapport à 2012), ainsi que sa présence sur les réseaux sociaux. Ce site employeur se classe en 5ème position dans le palmarès publié par PotentialPark. Après avoir rendues accessibles toutes ses offres d'emploi sur Twitter et sur la page Facebook d'EDF, le Groupe a renforcé sa visibilité sur smartphones, et une page LinkedIn dédiée a été créée sur laquelle sont publiées en permanence 25 offres d'emploi très ciblées. EDF a par ailleurs décidé en 2013 d'élargir ses supports de communication et d'accompagner Pôle Emploi dans sa mission de service public et dans son objectif d'amélioration de la transparence du marché de l'emploi.

EDF assure également un travail de fond auprès des Écoles et Universités cibles et développe ses partenariats principalement avec des écoles d'ingénieurs notamment au travers d'EDF Graduates network. EDF se mobilise aussi pour faire connaître et rendre attractifs ses métiers auprès des lycéens et étudiants, et en particulier auprès des femmes afin de leur faire mieux connaître les métiers du Groupe, notamment dans le domaine technique. L'entreprise s'engage ainsi auprès d'associations comme :

- « Elles bougent » qui fait la promotion des carrières techniques et scientifiques auprès des jeunes lycéennes et étudiantes ;
- « WIN France » avec laquelle elle organise le prix Fem'Energia qui valorise et récompense chaque année les parcours de jeunes étudiantes ou de femmes en activité dans les métiers du nucléaire.

En 2013, le groupe EDF a participé à 43 forums et salons en France ainsi qu'à plusieurs forums à l'international (Bruxelles, Londres, Milan et Madrid). EDF a réalisé sa 7ème édition d'Energy day où 400 collaborateurs ont accueilli plus de 2 000 étudiants en recherche de stages ou d'emplois.

Une intégration des nouveaux salariés organisée et renforcée

Dans un contexte de fort renouvellement de compétences sur un marché de l'emploi concurrentiel, l'intégration et la fidélisation des nouveaux embauchés sont essentielles pour le groupe EDF. Une démarche commune d'intégration a donc été initiée au niveau Groupe par la mise en place d'outils communs complétés, pour les cadres ayant 3 à 4 ans d'ancienneté, par deux jours d'intégration Groupe portant sur les enjeux stratégiques : 2days2gether. En France, le programme d'intégration est organisé sur 4 ans : intégration dans l'unité, puis au niveau du métier (notamment via les Académies des métiers), suivie d'une intégration régionale et trans-métiers pour favoriser l'ouverture sur d'autres environnements professionnels et enfin internationale pour les cadres.

2.4.1.4 La formation et le développement des compétences : des priorités pour le Groupe

Les enjeux du Groupe en matière de formation s'articulent autour de 3 dimensions :

- anticiper et accompagner les évolutions des métiers du groupe EDF ;
- faire de la formation un vecteur de performance du Groupe ;
- préparer et accompagner l'évolution du salarié dans ses missions actuelles et futures, et favoriser sa mobilité et sa capacité à prendre un nouvel emploi.

Le groupe EDF investit ainsi de façon importante pour le développement des compétences de ses collaborateurs : en 2013, 85 % des salariés du Groupe ont suivi au moins une formation dans l'année, pour une durée moyenne de 64 heures. L'accès de tous, tout au long de la carrière, à une offre de formation est un engagement du Groupe au titre de sa responsabilité d'entreprise avec un objectif d'accès de 75 % des salariés à au moins une action de formation chaque année.

Le Groupe a consacré en 2013 un budget important à la formation de ses salariés avec 630 millions d'euros. EDF s'appuie pour la mise en œuvre des programmes de formation sur un réseau de 35 campus métiers ou sites de formations et sur près de 1 300 formateurs et concepteurs de formation en France.

En complément des sites physiques de formation, EDF investit également dans les modalités d'apprentissage à distance : *e-learning, serious games*[1], simulateurs virtuels. Le fort besoin de renouvellement des compétences conduit EDF à agir sur plusieurs leviers :

- être présent dès la formation initiale, via des partenariats avec les grandes écoles et les universités, en France comme à l'international (création d'un *Master Nuclear Energy* en anglais, 12 chaires de recherche universitaire) ;
- assurer l'intégration et accompagner la prise de poste pour les nouveaux entrants avec une formation adaptée aux métiers spécifiques du Groupe (comme cela est le cas pour la conduite des installations nucléaires qui nécessite 2 à 3 ans de formation) ;
- dispenser des cursus de formation continue tout au long du parcours professionnel pour se perfectionner, approfondir ou élargir son portefeuille de compétences (évolution du métier, maîtrise des nouveaux outils…) ;
- développer les démarches de transmission des compétences notamment des plus expérimentés partant en retraite vers les collaborateurs plus jeunes.

En France, l'accord Défi Formation, signé en 2010 à l'unanimité des organisations syndicales représentatives au périmètre des sociétés EDF, ERDF et RTE contribue depuis sa signature à apporter un nouveau souffle à la politique de formation du Groupe.

Afin d'anticiper et accompagner les évolutions des métiers et faire de la formation un vecteur de performance, le groupe EDF s'est notamment doté de 14 académies des métiers techniques et transverses et d'une Université Groupe du Management (UGM) qui incarnent l'ambition du groupe EDF en matière de développement, renouvellement et création des compétences.

Chaque académie des métiers est un espace de construction des offres de professionnalisation répondant au mieux aux besoins des métiers présents et à venir.

1. *Logiciel qui combine une intention « sérieuse » - de type pédagogique, informative, ou d'entraînement - avec des ressorts ludiques.*

L'UGM, créée en 2010, est destinée à former les 12 000 managers du Groupe. Elle figure parmi les 17 universités d'entreprise de grands groupes mondiaux bénéficiant de l'accréditation internationale CLIP (*Corporate Learning Improvement Process*), ce qui la place parmi les meilleures Universités d'Entreprises.

L'UGM contribue à l'intégration et à l'internationalisation du groupe EDF. L'UGM développe les compétences des managers du Groupe en matière de leadership, management, conduite du changement et pensée stratégique au travers de formations éprouvées, et des outils pédagogiques modernes (*e-learning*, coaching, mentorat). Aujourd'hui l'UGM professionnalise des managers de pratiquement toutes les zones géographiques où le Groupe est implanté : Asie-Pacifique, Royaume-Uni, Italie, France et Europe Centrale.

En 2013, l'UGM a élargi les accès à la plate-forme *e-learning* du Groupe avec 14 500 salariés français, hongrois, italiens, belges, polonais, chinois… habilités (dont les 12 000 managers du Groupe). En 2013, cette plateforme a permis de délivrer plus de 9 000 heures de formation (soit une augmentation de plus de 230% par rapport à 2012). Au-delà du *e-learning*, l'UGM propose 40 cursus et a formé 1 530 managers en 2013. Conformément aux objectifs poursuivis par le Groupe de nouveaux dispositifs de formations ont été élaborés avec la Direction Asie Pacifique et Edison. L'UGM propose également des programmes à destination des talents et des dirigeants du Groupe. En 2013, au moins 140 dirigeants et 360 talents ont bénéficié de ces formations.

Les formations promotionnelles assurent la relance de l'ascenseur social à tous les niveaux

Véritables leviers de performance, des passerelles originales, qui sont de réels accélérateurs de carrière, ont été créées pour aider les salariés à progresser en passant d'agent d'exécution à agent de maitrise, puis à cadre. Elles favorisent la construction des parcours professionnels et renforcent l'attractivité d'EDF.

Près de la moitié des 30 000 cadres actuels du groupe EDF en France (EDF, ERDF) sont devenus cadres au cours de leur parcours professionnel. L'accord Défi Formation permet de dynamiser la promotion sociale par la formation au travers de plusieurs actions :

- un accompagnement des salariés facilitant leur prise de poste dans un collège supérieur (Pass cadre et Pass maîtrise). Ces formations ont bénéficié à plus de 1 700 salariés du Groupe depuis 2010 ;
- la promotion de dispositifs de formation de longue durée (2 à 4 ans), diplômants :
  - de dispositifs (Cap Initiative Cadre, Cap Initiative Maîtrise) permettant de promouvoir l'égalité des chances et la diversité au sein du Groupe ;
  - un dispositif de formation (Cap Exécution Cadre) avec l'institut Vaucanson et le Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM), en cours d'expérimentation, et destiné à accompagner des salariés occupant des postes en exécution vers des postes de responsabilité de cadre.

Depuis 2011, l'ensemble de ces dispositifs de formations permettant d'accélérer les carrières a concerné plus de 400 salariés.

Les campus du Groupe au service de la formation des salariés

Le Groupe dispose d'un réseau de campus comprenant 35 sites, dont un au Royaume-Uni :

- trois campus *corporate* ouverts à toutes les directions et sociétés du Groupe, installés aux Mureaux, à Chatou et à Lyon ;
- des campus-métiers dédiés à la formation aux activités de la production et de la distribution d'électricité ;
- un campus en cours d'aménagement au Royaume-Uni, qui ouvrira en 2014 sur le site de Cannington, près de Bristol, à proximité de la future centrale EPR de Hinkley Point.

L'actuel Campus des Mureaux sera transféré en 2016 sur le nouveau site EDF à Saclay. Avec un investissement de plus de 380 millions d'euros, ce site réunira en un même lieu le futur Campus groupe EDF et son nouveau centre de Recherche et Développement EDF Lab. Le site sera un outil privilégié d'intégration et de rencontres pour les 160 000 salariés du Groupe, de l'apprenti au manager, de tous métiers et de toutes nationalités, favorisant le développement d'une culture commune. Il accueillera un effectif permanent de près de 1 500 chercheurs, et 20 000 stagiaires.

Sa proximité avec le nouveau centre de Recherche et Développement d'EDF favorisera les synergies entre innovation et compétences et entre recherche et formation et bénéficiera des dernières innovations technologiques en matière pédagogique. Il accueillera ainsi des formations techniques lourdes qui pourront s'appuyer sur des équipements spécifiques aux métiers d'EDF :

- un simulateur de conduite de centrale de nouvelle génération et des chantiers-écoles pour les formations à la production ;
- des simulateurs de conduite et d'exploitation et des réseaux pédagogiques aériens et souterrains pour les formations à la distribution d'électricité.

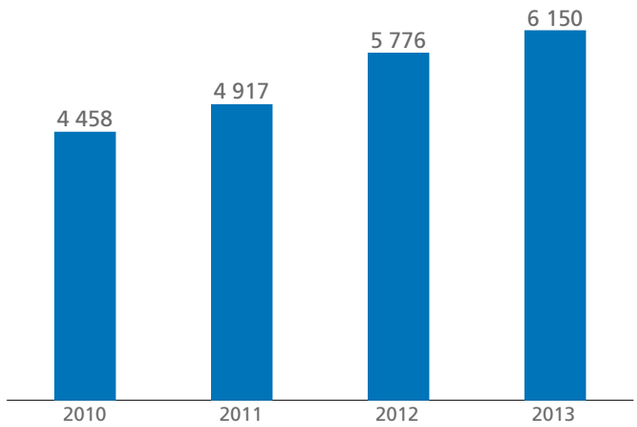
L'alternance : un engagement sociétal et un levier de recrutement

L'engagement d'EDF dans le domaine de l'alternance est ancien. Dès le début des années 1990, EDF s'est doté d'un Centre de Formation d'Apprentis (CFA) destiné à dynamiser l'apprentissage dans l'entreprise.

Deux raisons majeures président au développement de l'alternance au sein du Groupe :

- alors qu'il faut remplacer massivement des salariés qui partiront à la retraite d'ici 2020, l'alternance est un levier essentiel de recrutement pour le Groupe en France, une filière d'excellence, qui favorise la transmission des compétences et la diversité des expériences et des origines ;
- l'alternance est également un moyen pour le Groupe d'affirmer, au-delà de ses besoins de recrutement, son engagement sociétal fort en faveur de la qualification et de l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi (cf. § 2.4.4.2).

Évolution du nombre d'alternants en formation à EDF et ERDF depuis 2010



En France, les objectifs qu'EDF s'était fixés dans l'accord Défi Formation de 2010 sont globalement atteints :

- EDF et ERDF comptent aujourd'hui plus de 6 000 alternants sous contrat (soit 5,9 % de l'effectif, en progression de plus de 35 % sur les trois dernières années) et plus de 6 800 dans le monde ;
- une part significative des embauches en CDI est réservée aux alternants : 28 % dans les collèges maîtrise et exécution et 11 % pour le collège cadre ;
- le Groupe s'attache à proposer des offres d'alternance à tous les niveaux de qualification, du CAP (Certificat d'Aptitude Professionnelle) au Bac +5. (cf. § 2.4.4.2).

Les alternants sont accueillis sur tous les métiers du Groupe ; la majorité d'entre eux se forment aux activités de la production, de la distribution et de la relation clients.

Près de 5 000 tuteurs qualifiés et formés conformément au « référentiel mission tutorale Groupe », sont mobilisés pour accompagner les alternants,

dont l'accueil et l'intégration font par ailleurs l'objet de mesures spécifiques notamment une rémunération, une aide au transport ou au logement, plus favorables que les dispositions minimales légales.

Le groupe EDF est vigilant sur la qualité des formations suivies par ses alternants. Des référentiels «métier/diplôme», sont élaborés avec les écoles, afin de définir, pour les principaux diplômes préparés, les activités professionnelles qui doivent être proposées au sein du Groupe pour que les alternants réussissent leur formation. Il s'est par ailleurs doté d'un CFA spécifique à ses métiers. Basé en Ile de France, il permet à la fois de piloter directement la qualité des formations suivies par près de 200 alternants, et de développer une forte proximité avec le monde de l'enseignement. L'alternance doit être une voie facilitant l'insertion professionnelle, et le Groupe s'en assure en suivant ses alternants après la fin de leur contrat. (cf. § 2.4.4.2).

2.4.1.5 La gestion de carrière

La gestion des talents et des dirigeants

Le groupe EDF a développé un système d'identification des talents qui fait référence. Une politique Groupe a été adoptée en 2011 et est déployée dans l'ensemble du Groupe.

Par ailleurs, la Gestion des parcours de Dirigeants est organisée sous le contrôle du Groupe. Des *people review* par métier et par zone sont organisées afin de s'assurer de l'évolution de carrière des dirigeants et de leur nomination dans des postes appropriés. Des instances de pilotages ont été créées comme le comité des Dirigeants qui rassemble les membres du Comité Exécutif et dans lequel sont présentées les principales nominations, les principes de rémunération et les programmes de développement.

La gestion des parcours professionnels des salariés

Les entretiens annuels dont ont bénéficié 73%[1] des salariés du Groupe en 2013 permettent au salarié d'échanger avec son manager sur son projet professionnel et ses besoins de formation.

En complément, pour les salariés du Groupe, l'entreprise poursuit ses actions avec deux axes majeurs :

- faciliter l'accès à l'information sur les métiers et les parcours ;
- mettre en œuvre les moyens pour accompagner le salarié sur son projet.

En France plus précisément, ces axes sont mis en œuvre à travers plusieurs actions : le site « Mon parcours professionnel » enrichi de nouveaux outils en 2013, les entretiens liés à l'évolution professionnelle, l'accompagnement personnalisé sur un projet professionnel via des conseillers « parcours professionnels », une communauté, lancée en 2013, leur est dédiée, ouverte aux sociétés du Groupe à l'international (Edison, EDF Polska, EDF Energy, EDF Luminus).

La gestion des âges

En France, l'allongement des carrières représente un véritable enjeu pour le groupe EDF notamment en matière de motivation et de fidélisation des salariés plus âgés. La problématique observée aux deux bouts de la chaîne : d'une part l'arrivée massive de jeunes, et d'autre part des salariés qui se positionnent de plus en plus sur une perspective de carrière au-delà de 60 ans, et qui réalisent aujourd'hui encore l'intégralité de leur carrière au sein d'EDF, a conduit à la mise en place de dispositions en matière de management des âges :

- réactivation des démarches d'accueil des nouveaux arrivants et des actions d'intégration des nouveaux embauchés ;
- travail sur l'intégration des apprentis et sur le tutorat ;
- travail sur les parcours professionnels et la GPEC ;
- mise en place des entretiens de mi-carrière avec formation des représentants de la filière ressources humaines et sensibilisation des salariés ;
- travail sur les populations au travers de plans d'action successifs.

Ainsi, en 2013 deux grandes actions complémentaires et coordonnées ont été déployées : le projet « management des âges » et un plan d'action Groupe France « contrat de génération 2013-2015 » en application de la loi du 1er mars 2013.

Le projet « management des âges » initié en 2012 avec tous les métiers d'EDF a été déployé en 2013. À terme, il s'agit de faire évoluer les représentations culturelles, les pratiques en ressources humaines et managériales en lien avec les fondamentaux de la démarche Diversité.

Plusieurs actions ont été réalisées en 2013:

- une démarche et des outils d'analyse de démographie du travail inspirés de la démarche 'tempo' (Travail Emploi Population) de l'Agence Nationale pour l'Amélioration des Conditions de Travail (ANACT) ;
- des dispositifs de formation ou d'apprentissage adaptés à tous les âges et favorables à la transmission des savoirs et compétences entre les générations (tutorat, compagnonnage, communautés de savoirs ou de pratiques, *reverse mentoring*…) ;
- des actions de sensibilisation telles qu'un *serious game* 'management des âges' avec le CNAM et d'autres entreprises. Ce *serious game* s'inscrit dans une série dédiée à la Responsabilité Sociale des Entreprises sur des thèmes comme le handicap, l'égalité professionnelle et la diversité culturelle.
- des actions permettant de faire le lien entre l'allongement de la durée de vie au travail et la préservation du capital santé des salariés tout au long de leur carrière.

Dans une même dynamique, un plan d'action « Contrat de Génération 2013-2015 » a été élaboré en concertation avec 88 sociétés du groupe EDF en France. Au travers de ce plan d'action ambitieux, le Groupe en France s'engage d'ici fin 2015, à recruter 10 000 jeunes en CDI de 28 ans et moins en 3 ans et 300 salariés de plus de 50 ans, et maintenir dans l'emploi 13 000 salariés de 55 ans et plus.

2.4.2 Protection de la santé et de la sécurité

2.4.2.1 Les conditions de santé et de sécurité au travail

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur. Un haut niveau d'exigence en matière de santé sécurité est indispensable à l'exercice de sa responsabilité sociale, vis-à-vis de ses salariés et de ceux de ses prestataires.

Depuis 2008, six indicateurs communs en santé et sécurité sont partagés par l'ensemble des sociétés du Groupe. Les résultats font l'objet d'une information du Comité de Groupe France.

À l'échelle du Groupe, une revue des résultats santé-sécurité est présentée annuellement au Comité exécutif d'EDF pour analyse et débat.

En 2013, le Groupe a franchi une nouvelle étape

Une politique de santé et sécurité pour le Groupe a été décidée par le Président-Directeur Général fin 2013. À travers cette politique, l'ambition est de permettre aux équipes de réaliser leur mission dans les meilleures conditions de travail et de vie au travail, avec comme cible zéro accident et zéro impact sur la santé.

Cette politique se décline autour de 4 principes : responsabilisation, engagement des acteurs, amélioration continue et partage.

Le pilotage du déploiement de la politique sera fondé sur un suivi et un contrôle régulier des résultats :

- des objectifs chiffrés concernant l'accidentologie et l'absentéisme (cf. infra) ;

1. *N'intègre pas le périmètre Dalkia International.*

- chaque société sera responsable de la mise en œuvre, à son niveau, de cette politique et un dispositif de contrôle sera organisé au niveau Groupe ;
- une revue annuelle Groupe sera présentée en Comité Exécutif qui examinera également les résultats trimestriels relatifs au nombre d'accidents mortels, au taux de fréquence des accidents du travail, au nombre de salariés déclarant une maladie professionnelle, au nombre de jours d'absence pour raison de santé et à la perception des salariés en matière de santé sécurité, conditions de travail, bien-être, via l'enquête interne d'engagement «My EDF» ;
- les dirigeants seront responsabilisés sur ces résultats au travers d'un indicateur de performance sociale pris en compte dans la détermination de la rémunération variable.

Diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail d'ici 2017

Dans le cadre de cette politique Groupe, EDF s'est engagé à diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail de ses salariés d'ici 2017 (engagement RE).

L'effort de prévention et de formation entrepris depuis 10 ans avait déjà permis de réduire fortement le nombre d'accidents du travail avec arrêt au sein d'EDF et dans les sociétés du Groupe. Le Groupe enregistre ainsi une amélioration progressive du taux de fréquence (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année en cours et par million d'heures travaillées), qui est passé de 4,5 en 2010 à 3,1 en 2013.

(Données Groupe)	2010	2011	2012	**2013**
Taux de fréquence	4,5	3,9	3,8	3,1

Concernant le taux de gravité (nombre de jours d'arrêt suite à des accidents du travail par milliers d'heures travaillées[1]), EDF se situe pour 2013 à 0,16, à comparer à 0,16 en 2012, 0,14 en 2011 et 0,16 en 2010.

(Données Groupe)	2010	2011	2012	**2013**
Taux de gravité	0,16	0,14	0,16	0,16

Le développement d'un dispositif de partage au niveau du Groupe des causes du risque de chute de hauteur, du risque électrique et du risque routier, ainsi que la diffusion d'outils de prévention des accidents fréquents, ont contribué pour partie à l'amélioration des résultats.

Tout accident mortel fait l'objet d'une déclaration immédiate au Président-Directeur Général et d'une analyse approfondie qui sera présentée systématiquement au Comité exécutif à partir de 2014.

Une baisse régulière des accidents mortels est observée depuis 2011 :

(Données Groupe)	2010	2011	2012	**2013**
Nombre d'accidents mortels[2]	26	27	21	13

L'adoption, prévue pour 2014, d'un corpus de règles « qui sauvent la vie », dans toutes les sociétés et métiers du Groupe, sera un levier important pour renforcer les actions de prévention sur le terrain.

Pour continuer à développer la culture Sécurité, les initiatives suivantes ont été prises ou poursuivies en 2013 : mise à disposition des managers d'un outil de formation *e-learning* conçu par l'INRS, diffusion de retours d'expérience vidéo suite à des accidents graves (Royaume-Uni, Pologne), création de communautés dédiées 2.0 (ex : Communauté Médecins…), diffusion d'un message « sécurité » au début des réunions. Enfin EDF en créant sa « Semaine Santé Sécurité du Groupe » a renforcé son appropriation de la campagne développée par l'Agence Européenne de la Santé et de la Sécurité (OSHA Week). Ainsi en 2013, le thème relatif au «développement de la coopération pour renforcer la prévention» a mobilisé plus de 40 000 salariés.

La politique santé et sécurité Groupe prévoit d'améliorer les résultats en termes d'absentéisme pour raison de santé

Pour cela, elle s'est fixé pour objectif de réduire à 8 le nombre de jours d'absence pour raison de santé par an et par salarié, d'ici fin 2015. Parmi les axes de travail retenus : la prévention du stress et des troubles musculo-squelettiques feront l'objet d'initiatives de niveau groupe en 2014 et 2015.

(Données Groupe)	2010	2011	2012	**2013**
Nombre de jours d'absence pour raison de santé par salarié et par an	9,4	9,2	9	8,8

Les maladies professionnelles

Les données annuelles publiées par les sociétés françaises du Groupe (en particulier EDF et ERDF) mettent en avant comme principales causes de maladies professionnelles l'amiante (pleurésie, plaques pleurales, cancer du poumon primitif), les gestes et postures (affection de l'épaule, tendinite, canal carpien), les affections provoquées par des rayonnements ionisants, la silice (pneumoconiose) et les bruits lésionnels (surdité).

Un indicateur propre au Groupe permettra à partir de 2014, de suivre le nombre de salariés atteints par une maladie de ce type et de définir de nouvelles actions de prévention.

1. *Les jours d'arrêt sont rapportés à l'année où ils sont pris même si l'accident a eu lieu l'année précédente.*
2. *Le nombre d'accidents mortels intègre les accidents mortels de salariés et sous-traitants au-delà des accidents mortels au travail ceux survenus sur le trajet.*
3. *Le nombre de jours d'absence pour raison de santé par salarié du Groupe et par an intègre les maladies et les longues maladies.*

L'amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante. Conformément à la réglementation en vigueur en France, la substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980 ; tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités, et EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise.

EDF a signé en juillet 1998 un accord, réactualisé en juin 2002, pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. À la suite de cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, a instauré une aide et un complément de pension bénévoles qu'il finance et a fourni un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation.

Les rayonnements ionisants

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. En France la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans ; au Royaume-Uni, elle a été réduite, principalement grâce à la gouvernance optimisée des travaux de maintenance et de réparation. En France comme au Royaume-Uni, en 2013, aucun intervenant, salarié ou prestataire n'a dépassé le seuil réglementaire (dose individuelle sur 12 mois glissants).

En France, en 2013, la dose collective moyenne est de 0,79 homme-sieverts par réacteur (0,67 homme-sieverts par réacteur en 2012).Cette augmentation est principalement due à la réalisation d'activités de maintenance nouvelles, aux prolongations d'arrêt et à certains fortuits rencontrés sur certaines tranches.

Au Royaume-Uni, en 2013, la dose collective moyenne est de 0,386 homme-sieverts pour le réacteur REP (elle était de 0,037 en 2012 et de 0,54 en 2011) et 0,034 homme-sieverts par réacteur pour l'AGR (0,063 en 2012 et 0,08 en 2011).

Le niveau actuel est comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de réacteurs à eau pressurisée. EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective du projet Grand Carénage et des volumes de travaux induits.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont à amener au niveau des meilleures.

2.4.2.2 Dialogue social et santé au travail

Le dialogue social en matière de santé au travail intervient à 3 niveaux :

Les actions de prévention sont présentées annuellement au groupe de travail Santé Sécurité du Comité d'Entreprise Européen. Ce Comité a été consulté en décembre 2013 sur la politique Santé Sécurité du Groupe.

En 2013, des sujets santé sécurité majeurs tels que la politique santé au travail et les chiffres clés de la santé au travail ont été présentés au Comité de Groupe France réunissant les représentants du personnel des principales sociétés françaises.

À l'échelle d'EDF, un accord collectif relatif au dialogue social concernant la santé au travail signé en 2010 a donné lieu à la création en 2011 d'un Groupe National de Santé au Travail.

Ce groupe multidisciplinaire a mis en place quatre groupes de travail, respectivement consacrés à la réforme de la médecine du travail et son impact sur l'organisation des services de santé au travail, à la santé des prestataires, aux pratiques addictives et au lien entre la santé et l'allongement de la vie active. Les travaux de ces groupes se traduiront par des recommandations à destination des directions de l'entreprise.

Les secrétaires de Comité d'Hygiène, de Sécurité et des Conditions de Travail (CHSCT) se réunissent désormais annuellement pour permettre de faciliter le partage sur le fonctionnement de ces organismes, l'expression des besoins de formation, les aspects juridiques et des sujets d'actualité (document unique, réforme de la médecine du travail…). Depuis 2011, une réunion par an du Comité Central d'Entreprise (CCE) est consacrée exclusivement au sujet de la santé et de la sécurité, concrétisant l'approche multidisciplinaire des questions de santé.

À l'international, le dialogue social sur les champs de la santé et de la sécurité au travail relève soit de l'application directe de législations propres à chaque pays, soit d'un accord entre partenaires sociaux.

En 2013, EDF Energy et les organisations syndicales ont trouvé un accord afin de travailler conjointement sur la mise en œuvre de la charte sécurité des représentants du personnel en développant et pilotant un ensemble d'indicateurs clés. En outre un travail conjoint a été mené afin de mettre en place un plan stratégique sur la santé et le bien être au travail.

En novembre 2013, EDF Energy et les syndicats GMB et Unite ont abouti à un accord majeur pour les salariés qui contribueront à la construction de la future centrale nucléaire d'Hinkley Point C. Ces accords participent de l'engagement d'EDF Energy à travailler avec les organisations syndicales et les contractants afin de créer un climat favorable pour une industrie à la fois soucieuse de la sécurité, de la qualité et de la productivité.

Au sein d'Edison, le dialogue entre les salariés et le management sur les questions de santé et de sécurité est continu, à travers plusieurs réunions planifiées dans l'année et impliquant un grand nombre de salariés. Ce dialogue a d'ailleurs abouti à un accord spécifique sur la formation en matière de santé et sécurité, signé par les organisations syndicales le 20 mai 2013.

Chez Demasz, les questions de santé et sécurité sont discutées régulièrement au sein du comité paritaire pour la santé et la sécurité. En outre, le management consulte régulièrement les salariés sur la mise en œuvre de son plan d'action Santé.

2.4.2.3 Organisation et qualité de vie au travail

Qualité de vie au travail

La Qualité de vie au travail (QVT) recouvre l'organisation du travail, les relations au travail, le développement professionnel, les environnements de travail et les équilibres de vie.

Afin de franchir une étape dans la prise en compte de l'ensemble de ces leviers au sein du Groupe, un Observatoire national de la qualité de vie au travail a été mis en place associant managers, organisations syndicales, médecins, experts externes. Il exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commandite des études et formule des recommandations comme par exemple, la mise en place d'un dispositif d'indicateurs croisés santé/travail. La promotion des environnements de travail favorisant le développement professionnel à tous les âges ou encore une méthode dans la conduite des transformations dans l'entreprise.

À l'échelle du Groupe, l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la santé s'est traduite par la mise en œuvre d'échanges d'expériences, de comparaison de données, d'études ou d'observation de pratiques au sein des métiers ou sociétés (communauté *Health and Safety* Groupe, *learning expeditions* en France, au Royaume-Uni, en Pologne et aux Pays Bas). Trois études menées avec les principales sociétés du Groupe ont permis d'éclairer les évolutions du travail : l'une sur les liens entre organisation et absentéisme maladie, une seconde sur les équilibres entre temps personnel et temps de travail et l'impact sur la performance et une troisième sur l'usage des outils collaboratifs. Un espace collaboratif *Innovation for better work* informe et relaie les bonnes pratiques en matière de qualité de vie au travail.

Les risques psychosociaux

Compte tenu de la transformation du travail et l'évolution des attentes de la population, un travail a été mené avec les partenaires sociaux et a conduit à la mise en place en France d'actions ou de dispositifs permettant de prévenir ou de traiter les situations de mal-être au travail :

- désignation de correspondants éthique, et mise à disposition d'un numéro vert national accessible à tous les salariés en cas de difficultés graves au travail ;
- organisation d'un appui permanent de médecins spécialisés au management en cas d'événement traumatisant survenu ; dans le cadre de l'accord « Prévenir les risques psychosociaux et améliorer la qualité de la vie au travail » 70 groupes multidisciplinaires (GMD) ont été constitués. Un premier bilan satisfaisant des GMD fait apparaître qu'ils renouvellent les conditions du dialogue social, qu'ils permettent de traiter des cas individuels et collectifs, qu'ils jouent dans certains cas un rôle dans la conduite des transformations et permettent ainsi de mieux lier les questions de santé et de performance économique.

EDF Energy a intégré en 2013 dans sa politique santé sécurité une nouvelle dimension autour du bien-être (*well-being*) qui prend en compte les dimensions mentales de la santé. Edison, avec son programme « Edison per te » propose aux salariés depuis 2008 des bilans médicaux globaux sur la base du volontariat. Enfin, EDF en Pologne mène des discussions avec les représentants syndicaux pour mieux prévenir le stress des salariés.

Organisation et temps de travail

Depuis le 1er octobre 1999, en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

Afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF et d'ERDF ou le rétablissement dans les délais les plus brefs de la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

En 2013, EDF a lancé une réflexion sur l'organisation des temps de travail pour répondre aux grands projets et enjeux industriels des années à venir. En effet, le manque de flexibilité de l'organisation des temps de travail pour mener les grands projets industriels d'EDF, les impacts de ce temps de travail sur la compétitivité du Groupe, les constats de la Cour des Comptes sur le temps de travail et la rémunération de tous les salariés et enfin les actions menées par les inspecteurs du travail principalement sur les unités de production nucléaire nécessitent une approche globale de ce thème afin de retrouver suffisamment de marges de manœuvre sur l'organisation des activités pour faire face aux enjeux industriels à moyen terme. Une première phase de diagnostic des situations a été menée sur l'année 2013 et conduira à des actions en 2014 dont un calendrier de négociation sur le temps de travail des cadres.

2.4.3 Rémunération et protection sociale

2.4.3.1 Une politique de rémunération globale juste et compétitive

Pour attirer, motiver et fidéliser les compétences qui permettront de répondre à ses enjeux industriels et commerciaux, EDF développe une politique de rémunération globale positionnant l'entreprise sur les bonnes pratiques observées dans les secteurs comparables.

Cette politique de rémunération globale porte sur :

- la reconnaissance des responsabilités et des résultats obtenus à travers la politique salariale ;
- la reconnaissance de la performance collective à travers l'intéressement ;
- l'offre d'épargne salariale et la politique d'abondement ;
- l'actionnariat salarié ;
- la protection sociale et les avantages sociaux.

Depuis 2011, l'ensemble des salariés OETAM (Ouvrier, Employé, Technicien et Agent de Maîtrise) d'EDF bénéficient comme les cadres d'une rémunération variable individuelle, fondée sur leurs performances individuelle et collective. Pour EDF et ERDF, les accords d'intéressement sont triennaux et prévoient que le montant d'intéressement à verser soit déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale). Pour EDF, l'accord qui couvre la période 2011-2013 retient cinq critères nationaux de performance (EBE Groupe – production d'électricité – taux de satisfaction clients – taux de salariés formés – pourcentage de déchets retraités).

La majorité des salariés du groupe EDF sont éligibles à une rémunération variable.

Quelques points de repère sur la rémunération en 2013

Au delà de la croissance organique résultant de l'évolution des effectifs et des augmentations salariales, la progression des charges de personnel s'explique par des variations de périmètres et en particulier la prise de contrôle d'Edison en 2012 et le reclassement de Dalkia International en 2013. Pour plus de précisions sur les rémunérations brutes totales, cf. note 10.1 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2013. Pour plus de précisions sur le reclassement de Dalkia International, cf. § 1.2.2.1.2.

En 2013, pour EDF et ERDF, le salaire brut annuel moyen était de 39,9 milliers d'euros (base 13 mois). Pour plus de précisions sur la rémunération par collège, cf. § 2.5.3.3. Indicateurs sociaux.

Au 1er janvier 2014, le niveau le plus bas des salaires à l'embauche à EDF est supérieur de près de 19% au SMIC (cf. section 17.3.1 du Document de Référence 2013).

2.4.3.2 Politique de protection sociale

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes :

Un principe de responsabilité qui recouvre trois exigences :

- garantie d'une couverture sociale, en matière de santé, de prévoyance et de retraite : une couverture d'entreprise vient compléter, le cas échéant, le niveau offert par la sécurité sociale si celui-ci est jugé insuffisant. Lorsqu'une telle couverture d'entreprise est mise en place contre les risques majeurs de la vie que sont la maladie et le décès, elle doit pouvoir bénéficier à tous les salariés ;
- non discrimination : l'accès à la couverture santé ne doit pas être subordonné à l'état de santé du salarié ; la couverture maternité contribue à l'égalité professionnelle entre hommes et femmes ;
- respect de la réglementation : la politique d'avantages sociaux respecte la réglementation en vigueur localement, qu'il s'agisse du financement ou de la mise en œuvre des dispositifs obligatoires, ou des règles encadrant les dispositifs facultatifs.

Un équilibre entre compétitivité et durabilité est recherché :

- le niveau combiné de la rémunération et des avantages sociaux répond aux besoins d'attractivité des sociétés du Groupe sur leur marché local ;
- les avantages sociaux doivent pouvoir être maintenus dans la durée et pour cela être financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour l'employeur. L'équilibre durable entre ressources et dépenses doit être une préoccupation dès la mise en place des couvertures. Le Groupe veille à la maîtrise des coûts liés aux engagements sociaux.

Un principe d'appropriation par les bénéficiaires :

- les salariés sont informés du contenu des avantages sociaux de manière à leur en faciliter la compréhension et l'accès effectif ; un partage de l'information sur les dispositifs d'avantages sociaux doit être organisé avec les représentants des salariés.

Pour plus de précisions, voir la section 17.3.2. du Document de Référence 2013.

Le régime spécial de retraites et ses évolutions récentes

Le régime de retraite des Industries électrique et gazière est un régime spécial de sécurité sociale, dont la gestion est assurée par la Caisse nationale des industries électrique et gazière (CNIEG) depuis le 1er janvier 2005. La loi du 9 août 2004 qui a créé la CNIEG a prévu l'intégration financière du régime spécial à la CNAV et à l'ARRCO-AGIRC.

Le régime spécial de retraite a été réformé de manière substantielle au cours des dernières années, comme l'ensemble des régimes de retraites :

1/ En 2008, avec la transposition aux régimes spéciaux de retraite des principales mesures introduites par la loi du 21 août 2003 pour le régime général et la fonction publique : allongement progressif de la durée d'assurance pour obtenir une retraite à taux plein et mise en place de dispositifs de décote et de surcote. La réforme de 2008 a également prévu une revalorisation des pensions de retraites sur l'inflation et non plus sur les salaires.

2/ La réforme de 2008 ayant supprimé les bonifications de services pour pénibilité pour les salariés embauchés statutairement à compter du 1er janvier 2009, la prise en compte de cette problématique a évolué. Un accord de branche du 16 avril 2010 a créé, pour ces nouveaux salariés embauchés, un compte épargne jours retraite (CEJR) alimenté par des jours de congés attribués au titre des périodes effectuées par ces salariés dans des emplois classés en services actifs. Une mise à jour des critères et des modalités d'attribution des services actifs a également été effectuée par le décret du 23 septembre 2011 à travers des règles de prise en charge de la pénibilité liées aux caractéristiques des emplois occupés.

3/ Le décret du 18 mars 2011 a, suite à la loi du 9 novembre 2010, relevé de deux ans les âges d'ouverture des droits à pension et d'annulation de la décote, avec un calendrier adapté par rapport au régime général et à la fonction publique (avec un âge d'ouverture des droits à retraite porté à 62 ans en 2024, un âge d'annulation de la décote à 67 ans en 2029).

4/ L'élargissement des possibilités de départ à 60 ans, introduit par le décret du 2 juillet 2012, s'appliquera aux pensions des IEG à partir de 2017.

Enfin, les pouvoirs publics ont annoncé que la réforme des retraites menée en 2013 et traduite par la loi du 20 janvier 2014 et qui prévoit notamment un allongement à 43 ans à compter de la génération 1973 de la durée d'assurance pour obtenir le taux plein, des hausses des cotisations vieillesse et un report du 1er avril au 1er octobre de l'échéance annuelle de revalorisation des pensions a également vocation à s'appliquer au régime de retraite des IEG comme à l'ensemble des régimes spéciaux.

2.4.4 Les autres engagements sociaux

Ces autres engagements se concentrent sur les relations des entreprises du Groupe avec leurs sous-traitants, avec les représentants de leurs salariés, avec les populations en tant que contributeur au développement des territoires et avec leurs salariés dans le cadre de la promotion de la diversité et du respect des droits humains.

2.4.4.1 Sous-traitance responsable

La politique de sous-traitance du groupe EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

- donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ;
- faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégique, économique, de compétences et d'impact social ;
- développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, entre autres à travers la signature ou la prolongation d'accords sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF ou la Sous-traitance socialement responsable (STSR).

Les exigences à respecter

Les sociétés du groupe EDF s'assurent systématiquement que les entreprises de sous-traitance auxquelles elles font appel, effectuent un travail de qualité dans le respect de la loi et des normes internationales en vigueur (par exemple concernant l'interdiction du travail des enfants). Elles s'efforcent de permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'intervenir pour leur compte dans des conditions de travail et de santé-sécurité au meilleur niveau des entreprises du secteur et du pays concernés.

Les exigences du Groupe portent particulièrement sur :

- le respect de la loi ;
- la santé et la sécurité des salariés ;
- le comportement éthique avec les clients, et particulièrement le respect de la personne et l'intégrité ;
- le respect de l'environnement.

Des procédures appropriées de sélection et d'évaluation des sous-traitants répondant à ces exigences ont été mises en place. Tout manquement grave et non corrigé après observations, à la législation, aux règles relatives à la santé-sécurité des salariés, aux principes régissant les relations avec les clients, et à la réglementation en vigueur en matière d'environnement, entraîne l'arrêt des relations avec l'entreprise sous-traitante, dans le respect des obligations contractuelles.

Par ailleurs, le sous-traitant doit reprendre envers tout sous-traitant avec lequel il aurait éventuellement contracté, pour la mission considérée, les exigences que lui a fixées le groupe EDF.

Les domaines de la sous-traitance

À EDF, les grands sujets de la sous-traitance en 2013 ont concerné les activités industrielles, commerciales, ainsi que celles relatives aux Systèmes d'Information.

Dans le domaine industriel

Des travaux ont été initiés en 2012 au sein du Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN), qui a réuni exploitants nucléaires civils, organisations syndicales, organisations professionnelles, administrations, entreprises prestataires, ainsi que l'Autorité de Sûreté Nucléaire, en tant qu'observateur. Les résultats de ces travaux ont permis l'élaboration d'un cahier des charges social et ont donné lieu à des propositions d'évolutions règlementaires.

Le cahier des charges social, que les exploitants pourraient intégrer dans leurs appels d'offres pour toutes les activités de service et de travaux sur les Installations nucléaires de base (INB), comprend des règles transparentes et communes à l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire. Il est constitué d'un ensemble de mesures cohérentes et structurantes qui couvrent les domaines relatifs aux conditions d'exercice de la sous-traitance : la transparence de l'appel aux entreprises prestataires, le développement des compétences et du professionnalisme des intervenants, les conditions de recours à l'intérim par les sous-traitants, la politique et le processus achats, le management de la radioprotection, la prévention des risques professionnels, le suivi médical, les conditions de travail et les conditions de séjour autour des sites nucléaires, l'accueil des salariés étrangers en matière de radioprotection, de sécurité et de suivi médical, les dispositions concertées pour favoriser le maintien de l'emploi, le respect des droits fondamentaux et de la promotion de la diversité.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

Une refonte en profondeur de la politique de sous-traitance dans le domaine des systèmes d'information est en cours. Afin de répondre aux objectifs stratégiques retenus pour la période 2013-2015 concernant les Systèmes d'Information d'EDF, les orientations suivantes ont été définies en matière de sous-traitance :

- réduction du nombre de contrats de prestations et des ressources d'ingénierie en cohérence avec l'évolution du modèle de fourniture de services de l'opérateur Informatique et Télécommunications interne ;
- rationalisation du nombre de prestataires ;
- recours croissant au *cloud computing* et plus globalement aux services packagés.

Dans le domaine commercial

La sous-traitance permet de répondre aux demandes croissantes des clients. Le recours à l'externalisation dans les activités de commercialisateur, apporte la souplesse nécessaire pour répondre aux variations du volume des demandes clients, stabiliser la charge d'activité interne, couvrir l'amplitude horaire pendant laquelle les clients particuliers peuvent contacter le service clients (notamment en soirée et le samedi) et pour faire face à d'éventuels aléas techniques. Tous les centres de relation client EDF, internes comme externes sont localisés en métropole.

Le baromètre «prestataires»

Un baromètre « prestataires » est mis en place depuis 2007 et fait l'objet d'un bilan dont découle un plan d'action ciblé. Avec plus de 2 600 questionnaires renseignés en 2013, les résultats du baromètre permettent de mesurer l'efficacité des actions engagées. Ainsi, de nombreuses actions ont été décidées pour 2013 comme l'installation de vestiaires pour les femmes au Havre, la gestion des accès à l'aide du site internet de Cordemais ou encore le remplacement des vestiaires, sanitaires et réfectoire à Porcheville.

Plus largement, le baromètre permet d'évaluer la perception des salariés dans un certain nombre de domaines : l'accueil, le confort de l'hébergement, la restauration, la propreté des installations communes de chantier, la communication, la gêne au travail, les pertes de temps,… Depuis 3 ans, la tendance est à l'amélioration des résultats dans tous les domaines. Une vigilance doit être maintenue concernant le ressenti d'une différence de traitement entre les prestataires et les salariés EDF notamment sur les aspects logistiques.

2.4.4.2 Contribuer au développement des territoires par l'insertion professionnelle

L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle

Acteur industriel ancré sur le territoire, le groupe EDF est engagé sur le long terme au service de l'intérêt général et s'investit, depuis de nombreuses années, en faveur de l'insertion professionnelle.

Les actions du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle s'articulent autour de quatre grands leviers :

1- Le Groupe maintient un dispositif d'alternance ambitieux, dont la vocation d'ascenseur social est une finalité sans cesse renouvelée.

EDF considère l'alternance comme un levier indispensable pour développer l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi, et leur permettre d'acquérir ou de compléter une qualification.

Plus de 100 offres d'alternance sont notamment réservées chaque année à des alternants de niveau CAP, avec un emploi à la clé. Des coopérations sont engagées avec des acteurs locaux et régionaux de l'emploi et de la formation (missions locales, écoles de la deuxième chance, AFPA, Compagnons du Devoir…) afin de favoriser l'orientation des jeunes, notamment issus des quartiers prioritaires, vers les métiers porteurs.

Certaines offres d'alternance sont spécifiquement proposées à des jeunes en grande difficulté sociale, en lien avec des structures dédiées à l'insertion professionnelle. Ces offres les préparent à l'obtention d'une qualification correspondant au moins au premier niveau de qualification professionnelle.

Par ailleurs, EDF et ERDF recrutent une part significative des alternants qu'ils forment (près d'un sur deux en 2013), et accompagnent ceux qui ne sont pas recrutés, en particulier via des ateliers d'aide à la recherche d'emploi organisés en partenariat avec Pôle Emploi (plus de 80 ateliers se sont tenus en 2013, rassemblant plus de 850 participants). Une mise en relation avec des entreprises partenaires qui recrutent est également proposée. Une enquête est réalisée 6 mois après la sortie des alternants, de façon à observer leur parcours et évaluer leur accès à l'emploi : sur 10 alternants sortis en 2012, 90% sont dans un emploi ou poursuivent leur formation, un résultat qui, dans le contexte actuel, montre bien l'intérêt de s'engager dans un tel dispositif pour l'insertion professionnelle.

2- Le Fonds Agir Pour l'Emploi EDF (FAPE) soutient financièrement des structures de l'insertion par l'activité économique (chantiers d'insertion, associations intermédiaires, Entreprises de Travail Temporaire d'Insertion (ETTI), entreprises d'insertion, régies de quartiers…), et fait figure de l'un des tous premiers mécènes de l'insertion professionnelle en France.

Le FAPE EDF est une initiative solidaire des entreprises du Groupe, de la Fondation EDF et des organisations syndicales. Géré paritairement, il est financé en premier lieu par les dons de 13 700 salariés et retraités du groupe EDF (ces dons déclenchent un abondement à 200% des entreprises).

Près de 118 projets pour l'insertion et l'emploi des personnes en difficulté sont soutenus en 2013 (pour 1,6 million d'euros de subventions, participant à la création et la consolidation de près de 3 000 emplois).

3- En tant qu'acteur industriel du territoire, le Groupe EDF appuie des acteurs locaux de l'insertion.

EDF favorise régulièrement le recours à des emplois d'insertion dans le cadre de ses projets, et développe des partenariats destinés à appuyer les structures dédiées à l'insertion professionnelle. Elle contribue de manière active au développement du réseau des écoles de la 2ème chance, qui aide les jeunes sortis du système éducatif sans diplôme et sans qualification, en voie d'exclusion sociale et professionnelle.

Dans le domaine de la distribution, ERDF s'associe aux Régies de Quartier pour améliorer le cadre de vie local (notamment via la remise en état et l'amélioration de l'aspect extérieur des postes de distribution publique), développer la proximité (en informant les habitants sur le marché de l'électricité et sur la prévention des accidents d'origine électrique) et accompagner l'insertion professionnelle des salariés des Régies.

4- EDF encourage les démarches d'achats solidaires, en intégrant des clauses d'insertion dans ses marchés et en réalisant des actes d'achats auprès de structures d'insertion par l'activité économique.

Des clauses d'insertion peuvent être introduites dans les marchés passés avec les fournisseurs et sous-traitants, afin de développer, par leur intermédiaire des actions permettant l'accès ou le retour à l'emploi de personnes rencontrant des difficultés sociales ou professionnelles particulières.

Le Groupe se fixe par ailleurs chaque année des objectifs d'achats de prestations auprès de structures d'insertion, et contribue ainsi à augmenter leur chiffre d'affaires de plusieurs millions d'euros. Cette démarche favorise l'insertion des personnes handicapées, et soutient le secteur d'aide à l'insertion de personnes durablement exclues du marché du travail. Elle est un enjeu majeur de l'accord d'EDF pour l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, avec un objectif de 500 Unités Bénéficiaires équivalents à 500 emplois externes à fin 2015 : à titre d'exemple, un marché est contractualisé avec l'APF (Association des Paralysés de France), Ce marché représente, grâce à l'achat par EDF de fournitures de consommables d'impression laser re-manufacturés ou adaptables, 4 à 8 « équivalent emploi » selon les années.

Cette démarche est renforcée par un travail de sensibilisation auprès des acheteurs et des fournisseurs au travers de formations qui introduisent les principes évoqués ci-dessus, du guide « Achats Responsables » qui incite les acheteurs à travailler avec les entreprises du secteur protégé, d'un court métrage qui vise à combattre les idées reçues sur les prestations réalisées par les entreprises des secteurs protégé et adapté (cf. § 2.3.3.3).

2.4.4.3 Droits humains

Depuis plusieurs années le groupe EDF fait siens les engagements internationaux de protection et de défense des droits humains des Nations-Unies : la Déclaration universelle des droits de l'homme, la Déclaration sur l'élimination de toutes formes de discriminations à l'égard des femmes ainsi que la Déclaration sur les droits de l'enfant. Il s'appuie également sur les Principes directeurs de l'OCDE à l'attention des entreprises multinationales.

Par ailleurs, le Groupe réaffirme régulièrement – notamment à travers la dernière version de la Charte Éthique – son adhésion aux 10 Principes du Pacte Mondial des Nations Unies. Dans le cadre de l'accord RSE le Groupe s'engage ainsi à faire respecter les Conventions fondamentales de l'OIT dans toutes les sociétés où il exerce son contrôle. L'ensemble de ces engagements a été repris par les sociétés du Groupe dans le cadre de leurs propres engagements RSE et développement durable.

Certaines sociétés du Groupe ont pris des mesures complémentaires. EDISON par exemple, dispose d'une politique spécifique sur les droits humains et a défini une procédure d'évaluation et de contrôle du respect des droits humains, applicable à l'ensemble de ses sites. En 2013, EDF Energy a renforcé son code éthique avec des thèmes relatifs à la prévention des discriminations, du harcèlement moral et à l'intégrité.

De plus, dans le cadre des engagements en matière de responsabilité d'entreprise, dans la partie « employeur responsable », le Groupe a pris l'engagement de « Ne tolérer aucune violation des droits l'homme, fraude et corruption, pour les sociétés du Groupe et pour leurs fournisseurs ». Dans ce cadre, 13 sociétés du Groupe doivent obtenir - d'ici 2017 – le niveau avancé du Pacte Mondial.

Les mesures actuelles de contrôle et de vérification du respect des droits humains apparaissent suffisantes pour la majorité des sociétés du groupe EDF. En complément des voies de recours classiques (management, filière RH, représentants des salariés) des dispositifs d'alerte sont mis à disposition des salariés en cas de difficultés dans la plupart des sociétés (délégué éthique, Ombudsman, comité éthique, numéros verts,…).

2.4.4.4 Diversité

Le groupe EDF s'attache à promouvoir la diversité, comme levier de performance pour :

- mieux percevoir la diversité des clients et répondre au mieux à leurs attentes ;
- mieux refléter la société dans laquelle il évolue ;
- permettre aux femmes et aux hommes d'exprimer au mieux leurs talents.

Pour ce faire, l'entreprise s'est engagée à plusieurs reprises en la matière, et ce, dès 2005 via l'accord Responsabilité Sociale du Groupe qui consacre plusieurs articles à la lutte contre les discriminations, au respect de la diversité et à la promotion de l'égalité des chances. Il s'agit, avec la Charte Éthique, du principal cadre de référence pour les sociétés du Groupe. La promotion de la diversité figure parmi les 11 engagements de Responsabilité d'Entreprise du Groupe publiés en 2013 : « Maintenir l'excellence professionnelle et la performance de ses équipes par la formation et la promotion de la diversité ». Cet engagement est assorti d'un objectif : atteindre un taux de féminisation de 30 % à 2015 dans le vivier des futurs hauts dirigeants.

Les résultats de l'enquête d'engagement interne de niveau Groupe « My EDF » (cf. § 2.4.4.6), ont affiché en 2013 un taux de réponses positives à hauteur de 60% à la question intitulée « le management agit en faveur de la Diversité dans l'environnement de travail ».

Le niveau et la formalisation d'engagements plus spécifiques au plan local varient selon le cadre législatif en vigueur.

EDF Demasz dispose par exemple depuis 2010 d'un plan d'action sur l'égalité des chances, quand l'action des sociétés françaises est très structurée autour des accords sur l'égalité femmes/hommes, le handicap et la diversité des âges. EDF Energy a par ailleurs obtenu en novembre 2012 le *Diversity Works for London Gold Standard*, label anglais qui récompense son action en faveur de l'égalité et de la diversité. La filiale britannique a poursuivi son action et a développé une stratégie pour valoriser l'inclusion « *to create an environment in which employees share a sense of belonging, mutual respect, and support from others so that them can do their best work* » ainsi qu'un guide spécifique à destination des fournisseurs.

En 2013, Fenice et EDF Polska ont respectivement signé la charte de la diversité italienne et polonaise, emboitant ainsi le pas aux sociétés françaises (EDF, ERDF, ES) signataires dès 2006, de la charte de la diversité. EDF Luminus a mis la diversité à l'honneur dans son premier rapport développement durable (en introduisant divers indicateurs : taux de féminisation, nombre de salariés en situation de handicap, nombre de nationalités représentées).

Le Groupe met en œuvre de nombreuses actions, parmi lesquelles on peut citer :

L'organisation d'un Diversity Day, à l'échelle du Groupe sous forme d'animations pour promouvoir la diversité, prendre conscience des stéréotypes et ainsi contribuer à prévenir les discriminations. L'ensemble des sociétés du Groupe se sont mobilisées en mai 2013 autour du thème de la diversité comme source d'innovation et de progrès.

En France, les engagements diversité d'EDF ont donné lieu à la création d'un programme de sensibilisation des managers, des responsables RH et des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité. Le nombre de personnes formées depuis 2007 est de plus de 7 000. D'autres sociétés, comme EDF Energy, ont également mis en place des actions de formation pour le management (400 managers formés) et de sensibilisation aux stéréotypes pour les salariés.

Pour prévenir les risques de discrimination, EDF mène régulièrement des études. En 2013 en France, EDF s'est ainsi associée à l'étude inter-entreprises « Stéréotypes et Origines » menée par l'Institut du Mécénat de Solidarité. EDF a également mené un testage sur le recrutement des alternants et réalisé un baromètre de perception de l'égalité des chances auprès des salariés.

La communauté diversité internationale du Groupe lancée en 2012 a poursuivi en 2013 les échanges visant à faciliter la mise en œuvre d'actions favorisant la diversité et à partager les bonnes pratiques entre les sociétés du Groupe.

Par ailleurs EDF a pérennisé son partenariat en concluant avec l'association « L'Autre Cercle », qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel : autodiagnostic, communications spécifiques à l'occasion de la journée mondiale contre l'homophobie, sensibilisation des médecins du travail et du management…

La promotion des diversités passe également par le soutien apporté aux initiatives des réseaux de salariés. EDF Energy promeut par ailleurs ses différents réseaux, valorisés régulièrement au fil de ses communications internes : réseau des minorités ethniques, réseau des femmes, réseau handicap, réseau gay et lesbien. Plus de 3 200 salariés sont engagés dans ces réseaux. Le réseau des salariés issus des minorités ethniques a été primé pour son action de mentorat en 2013.

Particulièrement actifs, ces réseaux ont poursuivi en 2013 des occasions d'échange et de sensibilisation, en développant également des actions de mentorat pour certains d'entre eux.

En France, Energay, l'association des lesbiennes, gays, bisexuels et transsexuels d'EDF et des Industries électrique et gazière (IEG) bénéficie depuis 2012 d'un soutien financier et logistique d'EDF.

Égalité femmes / hommes

L'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes est un puissant levier de transformation et de modernisation des organisations. C'est un élément structurant de la politique diversité du Groupe.

EDF et ERDF ont renouvelé leurs accords relatifs à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes en 2012 signés à l'unanimité des organisations syndicales représentatives. Ces accords d'entreprise marquent une évolution vers la fixation d'objectifs de résultats au delà des seuls objectifs de moyens et de suivi. Les directions métiers d'EDF ont été mobilisées sur l'élaboration et la mise en œuvre de 56 plans d'action qui ont également été une occasion d'enrichissement du dialogue social et de partage de bonnes pratiques au sein des différents niveaux de l'entreprise.

L'égalité salariale entre les femmes et les hommes est globalement atteinte sur la rémunération principale et la rémunération de la performance et EDF détient toujours le Label Égalité, décerné en 2006 et reconduit en 2008, puis 2011. Des travaux ont été menés en 2013 et se poursuivent sur les questions des rémunérations complémentaires, la formation et les parcours professionnels.

Des travaux ont également été poursuivis en 2013 en commission égalité professionnelle du CCE, afin de faire évoluer les indicateurs et la présentation du Rapport de situation comparée (RSC). Ils ont permis, grâce à une évolution technique du système d'information de fiabiliser et homogénéiser la remontée des données, et de renforcer la démarche de transparence.

EDF est aujourd'hui également reconnue à l'externe comme une entreprise active sur l'égalité professionnelle. Sollicitée par le Ministère des Droits des femmes, EDF a signé, avec d'autres entreprises, une convention cadre en avril 2013, dans laquelle elle s'engage à contribuer à des expérimentations visant à faciliter la prise en compte de l'égalité professionnelle dans les PME-TPE.

En cohérence avec la charte de parentalité signée par EDF, les initiatives ont été prises pour faciliter la conciliation des temps professionnels et familiaux avec la mise à disposition d'un guide sur les services de conciergerie, d'un marché cadre pour des places de crèches, l'adaptation des durées des formations pour mieux répondre aux contraintes personnelles et familiales.

Par ailleurs, un nouvel indicateur sexué de niveau Groupe sera déployé en 2014 et permettra désormais de suivre le taux de fréquence des accidents du travail et leur évolution pour les hommes et pour les femmes.

EDF Énergies Nouvelles a conclu un plan d'action visant à favoriser la mixité des métiers, à maintenir l'égalité salariale entre les hommes et les femmes à compétences égales et porte une attention particulière aux conditions de travail.

Edison suit les indicateurs relatifs à la mixité de ses effectifs et l'écart de salaire entre les hommes et les femmes à responsabilités équivalentes. Ils sont publiés dans son rapport de développement durable.

Le Groupe agit également en faveur de la mixité des métiers en menant des actions en amont du recrutement. (cf. § 2.4.1.3).

EDF Energy mène pour sa part des campagnes de recrutement ciblées pour attirer davantage de jeunes filles ingénieures ou apprenties sur ses métiers.

En 2013, la direction Asie Pacifique et EDF Polska ont créée leur réseau de femmes, à l'image des réseaux français et britanniques. EDF Luminus organise des actions pour les femmes dirigeantes à l'occasion de la journée de la femme.

Mesures prises en faveur de l'emploi et de l'insertion des personnes en situation de handicap

L'année 2013 a été marquée par la négociation de nouveaux accords handicap pour EDF et ERDF signés à l'unanimité. Forts de l'expérience acquise, les nouveaux accords signés se caractérisent par des objectifs encore plus ambitieux et porteurs de sens sur l'intégration et l'accompagnement des 3 000 salariés en situation de handicap à EDF et ERDF.

L'accord d'ERDF conclu pour 2013-2016 prévoit par exemple une augmentation de 1 point du taux d'emploi avec pour objectif de le porter à 5,09% à fin 2016 ; il s'établit à 4,09% à fin 2012. Les salariés en situation de handicap sont placés au cœur du dispositif de l'accord et l'accent est mis sur leur accessibilité aux différents métiers de l'entreprise, aux formations qu'elle propose et sur leur parcours professionnels. Plusieurs actions concrètes et innovantes ont été mises en place dès 2013 dans le cadre du déploiement de ce nouvel accord. Des rencontres avec des managers ont été organisées tout au long de l'année 2013 par ERDF pour permettre l'expression de témoignages, le partage et l'enrichissement de pratiques pour aider les managers dans la gestion de situations inédites (dont le handicap). Des outils numériques innovants ont également été développés afin de faciliter le quotidien de salariés en situation de handicap (dyspraxie) et sont actuellement en cours de déploiement pour accompagner d'autres situations de handicap.

Le nouvel accord 2013-2015 d'EDF marque également une nouvelle étape dans la prise en compte du handicap. Il insiste particulièrement sur la création des conditions propres à favoriser l'égalité des chances à tous les stades de la vie professionnelle, notamment en matière d'évolution professionnelle et de maintien dans l'emploi. Le taux d'emploi visé s'élève à 4,4% d'ici fin 2015 (il s'établissait à 3,8% à fin 2012). L'accent est mis aussi sur l'accompagnement du changement des mentalités, sur la communication pour faciliter l'accès aux droits et sur la professionnalisation des acteurs avec, notamment, dès 2013, une refonte et un enrichissement de la formation des correspondants handicap et des organisations syndicales et un travail à poursuivre sur la formation des managers. Un ensemble de supports de communication a également été réalisé (vidéo de déploiement de l'accord associant les parties signataires, guide des aides à l'usage des correspondants handicap, brochure « faites-vous reconnaître »...).

En écho au volet « faciliter l'accès à l'emploi » de l'accord d'EDF, des partenariats ont été renouvelés ou lancés (Arpejeh, Université Pierre et Marie Curie...) au niveau national comme en région, afin de favoriser les rencontres avec les candidats ou d'accompagner la formation de personnes en situation de handicap.

Les plans d'action de directions métier prévus par l'accord font l'objet d'un suivi et d'un dialogue social au sein des directions et unités.

2.4.4.5 Anticipation et gestion maîtrisée des réorganisations et des restructurations

Le Groupe, conscient de la nécessaire adaptabilité des organisations aux évolutions du contexte économique et social, tant en France qu'hors de France, s'est doté dès 2003 d'une politique et a signé dès 2005 un accord sur la Responsabilité sociale d'entreprise. Par ailleurs, la Vision RH 2020, publiée en 2013, confirme que la question de l'accompagnement des transformations constitue un des enjeux forts du Groupe. L'implication du management et la place particulière accordée au Dialogue avec les salariés et leurs représentants sont des leviers majeurs. Ces principes ont été respectés lors des restructurations opérées en 2013 par le Groupe. À titre d'exemple, lors de la cession de SSE, les Instances représentatives du personnel (IRP) ont été informées par anticipation de la nature de l'opération et un accord a été recherché afin de définir les garanties sociales applicables aux salariés concernés.

2.4.4.6 Dialogue social

À EDF, il existe à ce jour 56 comités d'établissement, un Comité central d'entreprise et 104 établissements pour les délégués du personnel.
Les mandats des représentants du personnel étant d'une durée de trois ans dans la branche des IEG, ils ont été renouvelés le 21 novembre 2013.

En France

Le dialogue social avec les représentants du personnel et les organisations syndicales est un élément fondamental de l'ambition ressources humaines d'EDF. L'une des priorités d'EDF est de continuer à faire vivre une longue tradition de dialogue social et de concertation, pour accompagner les transformations industrielles de l'entreprise et contribuer au développement de ses collaborateurs.

En 2013, d'importants chantiers de négociation sur les thèmes de la GPEC, de la diversité et sur le dialogue social se sont conclus par des signatures d'accord au cours du premier semestre. Le second semestre a été marqué par la tenue des élections professionnelles. À fin novembre 2013, les principaux accords conclus sont les suivants :

- l'accord collectif relatif à la GPEC à EDF 2013-2015 signé le 19 février 2013 à l'unanimité ;

- l'accord 2013-2015 d'EDF pour l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap signé le 13 mai 2013 à l'unanimité ;
- l'avenant 2013 à l'accord d'intéressement d'EDF 2011-2013 signé le 21 mai 2013 par trois organisations syndicales représentatives.

Des thèmes complémentaires ont été abordés dans le dialogue social au sein de certains métiers d'EDF : accord cadre sur le dialogue social 2013-2015 à la Direction Production Ingénierie, accord cadre « qualité de vie et reconnaissance des salariés pour les métiers clientèle et technique » dans la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, accord « temps de travail » à la Direction des Services Partagés et à la Direction Commerce, « accompagnement d'évolutions » à la Direction de la Recherche et du Développement ainsi qu'à la Direction de l'Immobilier Groupe.

Les principaux accords conclus chez ERDF en 2013 sont notamment l'accord pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante et l'accord 2013-2016 pour l'intégration professionnelle, le maintien dans l'emploi et l'évolution de carrière des personnes handicapées.

Le Comité de Groupe France

Un accord relatif à la création du Comité de Groupe France a été signé le 1er septembre 2008 à l'unanimité. Afin de procéder au renouvellement de l'instance, un accord relatif à la configuration du Groupe France EDF a été signé par trois organisations syndicales (CFDT, CGT, CGT-FO) le 6 mars 2012. Regroupant 28 élus des principales sociétés du Groupe (EDF, ERDF, Tiru, CHAM…), ce Comité est un lieu d'intégration à l'échelle France de la concertation. Le Comité de Groupe France s'est réuni à 3 reprises en 2013.

À l'international

Le Comité d'Entreprise Européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'entreprise européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe. À travers les groupes de travail du CEE, un certain nombre de réflexions ont pu être engagées sur les politiques de ressources humaines à l'échelle internationale, notamment dans le domaine de la santé-sécurité au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe ou relativement à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF.

Le CEE du groupe EDF s'est aujourd'hui élargi et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe. Comme le prévoit l'accord, les membres du CEE ont élu un nouveau secrétaire de l'instance en mai 2011, et plus de la moitié des membres ont été renouvelés à cette occasion. Le CEE s'est réunit 4 fois au cours de l'exercice écoulé. Lors de ces réunions ont été abordés notamment la stratégie de développement industriel du Groupe au Royaume-Uni et l'évolution des actifs du Groupe en Europe Centrale.

Le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe (CDRS)

Le CDRS est issu de l'accord-cadre RSE signé en 2005 par l'ensemble des représentants des salariés et les organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les fédérations syndicales internationales du secteur d'activité. Les engagements pris à l'époque ont été renforcés par la signature d'un nouvel accord en 2009, en particulier sur des sujets comme la sous-traitance, la lutte contre le changement climatique et la biodiversité.

Ces accords structurent le dialogue social autour de la question RSE. Ils ont permis au Groupe de se doter d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui contribuent au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social. Par ailleurs en 2013, un séminaire de réflexion sur la RSE s'est tenu afin de partager l'évolution des enjeux Responsabilité Sociale d'Entreprise / Développement Durable globaux et de réfléchir aux évolutions potentielles de l'accord. Il a réuni l'ensemble des signataires de l'accord.

Les sujets de dialogue social au sein des sociétés du Groupe à l'international

Dans les principales sociétés du Groupe, le dialogue social a principalement porté sur :

- la fusion des sociétés EDF Polska, EDF Energia et EDF Wybrzeze ;
- les salaires (EDF Demasz, EDF Polska) ;
- la signature d'un accord entre les organisations syndicales d'EDF Energy et le management organise le dialogue social autour du projet Hinkley Point avec la contribution des sous-traitants ;
- la renégociation au niveau national (Italie) de la convention collective du secteur électrique – elle concerne 1 700 salariés d'Edison ;
- la renégociation au niveau national (Italie) de la convention collective du secteur de l'énergie et du pétrole – elle concerne 300 salariés d'Edison ;
- la renégociation au niveau de la branche industrielle (Hongrie) de la convention collective ;
- les implications sociales de la cession de SSE ;
- la restructuration et l'accompagnement des restructurations (EDF Luminus, SSE, groupe Edison).

L'enquête d'engagement « My EDF »

À l'issue de la 1ère édition de l'enquête d'engagement «My EDF» menée en novembre 2012 auprès de tous les salariés du Groupe, un plan de restitution des résultats aux salariés a été mis en œuvre et les sociétés ont élaboré des plans d'actions pour renforcer ou enclencher des dynamiques de progrès à partir des résultats constatés sur leurs périmètres. Le Comité exécutif a également décidé (juillet 2013) la mise en œuvre d'un plan d'action pour l'ensemble du Groupe afin de répondre principalement aux attentes des salariés sur la connaissance et la compréhension de la stratégie du Groupe.

La deuxième édition de l'enquête est intervenue au mois d'octobre 2013. La participation des salariés (64,3 %), en hausse par rapport à celle de la 1ère édition, confirme leur intérêt pour cet outil qui leur permet d'exprimer leur niveau d'adhésion aux orientations stratégiques du Groupe en général, leur appréciation des pratiques managériales, et leurs opinions sur de nombreux aspects de leur situation professionnelle, en particulier ceux qui concernent leur parcours professionnels et la formation, les rémunérations, la qualité de vie au travail. Les résultats de la 2ème édition confirment, le haut niveau de la fierté d'appartenance des salariés au Groupe, de leur engagement et de leur motivation, de même qu'ils permettent de mesurer cette année de réelles progressions de leur niveau de satisfaction, témoignant en cela de l'impact du plan d'action du Groupe et des plans d'action des sociétés.

2.5 Indicateurs environnementaux et sociaux

L'engagement de transparence vis-à-vis des parties prenantes s'exerce à travers l'action de reporting et de notation extra-financière. EDF publie annuellement un rapport de développement durable sur son site internet, qui analyse les impacts environnementaux, sociétaux et sociaux des activités industrielles et commerciales du Groupe.

2.5.1 Dispositifs de reporting

Le reporting s'appuie sur les indicateurs extra-financiers définis par la *Global Reporting Initiative*, s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française NRE et de l'article 225 de la loi Grenelle 2 (décret d'application du 24 avril 2012) et s'adosse aux engagements internationaux du *Global Compact* dont le Groupe est parmi les premiers signataires.

Le contenu et la forme du reporting du Groupe font l'objet d'une démarche de progrès continu : renforcement des procédures de remontées des données qualitatives; publication d'une cartographie des modes de relation des sociétés du Groupe avec leurs parties prenantes; publication des audits fournisseurs; comparaison des performances d'EDF à celles de son secteur ; intégration de points de vues de parties prenantes (autorité de sûreté, prestataires, clients); simplification des parcours d'accès à

l'information pour l'internaute; intégration d'infographies pédagogiques (enjeux environnementaux, sociétaux et sociaux pour les activités du Groupe); publication des résultats des évaluations des agences de notation extra-financière.

Par ailleurs, en 2013 le Groupe s'est engagé à ce que 13 sociétés adhèrent et aient obtenu d'ici 2017 le niveau *advanced* du *Global Compact* des Nations Unies, attribué sur les bases d'un reporting détaillé sur quatre items : droits de l'homme, conditions de travail, environnement et lutte contre la corruption. À fin 2013, 7 sociétés du Groupe sont adhérentes au *Global Compact*, dont 2 ont obtenu le niveau *advanced* : EDF et Edison.

Le Groupe s'est également engagé dans une démarche progressive de vérification de la fiabilité de ses indicateurs par ses Commissaires aux comptes, d'abord à titre volontaire depuis 2007, puis en conformité avec l'article L.225-102-1 du Code du commerce depuis 2013.

Les Commissaires aux comptes du groupe EDF ont donc émis un rapport attestant de la présence et de la sincérité des 42 thématiques requises, en conformité avec l'arrêté du 13 mai 2013.

Par ailleurs, dans la continuité de l'engagement du Groupe en faveur d'une communication transparente, les Commissaires aux comptes ont également émis une assurance sans réserve, de niveau raisonnable sur les indicateurs « émissions de CO_2 (pour la production d'électricité et de chaleur) » et « effectif total fin de période, réparti par sexe, âge et zone géographique[1] ».

Les informations de développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs.

2.5.2 Notation extra-financière

En mars 2012, EDF a été admis au sein de l'indice FTSE4Good. L'admission d'EDF au FTSE4Good est réexaminée tous les six mois et EDF a été systématiquement confirmée depuis son entrée dans l'index.

EDF fait également partie des indices Vigeo France 20 et Vigeo Europe 120 indices composés des 20 entreprises en France et des 120 entreprises en Europe les plus avancées dans six domaines (droits humains, environnement, ressources humaines, comportement sur les marchés, gouvernance d'entreprise et engagement sociétal). En 2012, lors de la dernière notation, EDF a obtenu une note de 55 sur 100. Elle se classe neuvième des 34 entreprises du secteur des entreprises des IEG.

EDF participe également au *Carbon Disclosure Project* (CDP), organisation internationale représentant des grands investisseurs visant à étudier l'impact des principales entreprises mondiales sur le changement climatique.

Pour l'année 2013, EDF a obtenu 95 sur 100 au score de transparence, en progression de 8 points par rapport à 2012 et B à la note de performance (note allant de A à F).

2.5.3 Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux

2.5.3.1 Indicateurs économiques

					Périmètre[2]			
Indicateurs économiques	Unité	**2013**	2012	2011	**2013**	2012	2011	Réf. GRI[3]
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	Millions d'euros	**22 150**	20 979	19 843	2	2	2	
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	Millions d'euros	**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	Milliers d'euros	**8,1**	6,9	0	1	1	1	
Management								
Dépenses de protection de l'environnement *dont dotations aux provisions*	Millions d'euros	**2 924** ***1 901***	3 465 *2 465*	2 800 *1 765*	1	1	1	EN 30
Management de l'environnement (% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001)	%	**95** [4]	98 [4]	79	2	2	2	

1. *Répartition par zone géographique selon le siège social de la filiale.*
2. *Périmètre 1 : EDF, Périmètre 2 : Groupe EDF.*
3. *GRI : Global Reporting Initiative, version 3.*
4. *Incluant les sociétés non intégrées dans le certificat Groupe.*

2.5.3.2 Indicateurs environnementaux

COMBUSTIBLES & MATIÈRES PREMIÈRES	Unité	2013	2012	2011	Périmètre[1] 2013	2012	2011	Réf. GRI
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
dont la part eau douce	*$10^9 m^3$*	***18,3***	*28,0*	*26,8*	2	2	2	EN 8
dont la part eau saumâtre (ou estuaire)	*$10^9 m^3$*	***8,4***			2			
Eau de refroidissement restituée	$10^9 m^3$	**53,4**	54,2	54,6	2	2	2	EN 21
dont la part eau douce	*$10^9 m^3$*	***18,0***	*27,5*	*26,3*	2	2	2	EN 21
dont la part eau saumâtre (ou estuaire)	*$10^9 m^3$*	***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	nc	1	1a	nc	G4-EN21
Mercure	t	**0,16**	0,16	nc	1	1a	nc	G4-EN21
Émissions de CH_4	Kt éq. CO_2	**38,2**	40,5	32,2	2	2	2	EN 16
Émissions de N_2O	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	nc	2	2	nc	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

** donnée 2013 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.*

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 estuaire) sont incluses dans les eaux douces.*
3. *Activités hydrocarbures d'Edison exclues en 2011 des indicateurs de déchets.*

nc : non communiqué.

INDICATEURS NUCLÉAIRES - EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau[1]					
Carbone 14	GBq/réac	nd	13,19	13,06	EN 21
Tritium	TBq/réac	nd	20,47	18,07	EN 21
Rejets d'activité dans l'air[1]					
Carbone 14	TBq/réac	nd	0,18	0,17	EN 20
Tritium	TBq/réac	nd	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

INDICATEURS NUCLÉAIRES – EDF ENERGY	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR *(Advanced Gas-cooled Reactor)*	TBq/réac	150	135,7	124,5	EN 21
Tritium – réacteur PWR *(Pressurised Water Reactor)*	TBq/réac	41	44	46	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone14 – réacteur AGR	TBq/réac	0,67	0,71	0,68	EN 20
Carbone14 – réacteur PWR	TBq/réac	0,20	0,30	0,30	EN 20
Tritium – réacteur AGR	TBq/réac	0,59	0,68	0,80	EN 20
Tritium – réacteur PWR	TBq/réac	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/réac	8,34	12,91	12	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14	TBq/réac	0,37	0,33	0,34	EN 20
Tritium	TBq/réac	1,16	1,38	1,40	EN 20
Combustible[2]					
Combustible nucléaire livré	t	44	46	48	EN 24
Déchets nucléaires[2]					
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m^3	1 411	2 419	1 287	EN 24

nd : non disponible.

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.*
2. *Données consolidées du pourcentage de participation de la filiale.*

2.5.3.3 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		
dont DALKIA	*Nombre*	***13 056***	*15 964*		
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		

**Donnée 2013 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.*

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".*

GROUPE EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels[1]	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		
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[2]	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[3]	Nombre	4 645	4 519	4 601	LA 13

1. *Employés du Groupe, hors sous-traitants.*
2. *En 2011 hors ESTAG.*
3. *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)	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	
Main-d'œuvre extérieure					
Nombre moyen mensuel d'intérimaires[2]	Nombre	**nd**	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'hygiene et de sécurité					
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année à la Sécurité Sociale[2]		**nd**	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

1. Les arrivées et départs des CDD saisonniers sont exclus du décompte.

2. La donnée 2013 n'est pas disponible à la date du présent document.

nd : non disponible

EDF	Unité	2013	2012	2011	Réf. GRI
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[1]	%	**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. *Les employés d'EDF ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi mais du Statut des Industries Électrique et Gazière.*

2.5.4 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes

Rapport 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 S.A 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 du 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 3000[1].

1. 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 du 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.

2. 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.

1. *ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical information.*

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 sélectionnées[1] 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.

1. *CENG : Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Ginna (US) et siège de CENG (US)*

   EDF Énergies Nouvelles : EDF ENR Photowatt (FR)

   EDF Energy : Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Sizewell (UK), Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Hinckley 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'Electricité de Blayais (FR), Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Paluel (FR), Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Tricastin (FR) Centrale en déconstruction de Creys Malville (FR), ARRH Ile 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 : La centrale Ringvaart (BE), siège d'EDF Luminus (BE)

   Dalkia International et Investissement.

Périmètre	Indicateurs sociaux	Niveau d'assurance
Groupe EDF	Effectif au 31.12.2013 total groupe EDF	Raisonnable
	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	

Périmètre	Indicateurs environnementaux	Niveau d'assurance
Groupe EDF	Émissions totales de CO_2 (inclut les installations non soumises à quotas)	Raisonnable
	Énergies Renouvelables : Quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	Modérée
	Émissions 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	
	Émissions de SF_6	
	Émissions de NO_x	
EDF S.A.	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.

3. 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	Jean-Louis Caulier	Alain Pons	Patrick E. Suissa
Associé	*Associé*	*Associé*	*Associé*

2.5.5 Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2013

2.5.5.1 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).

2.5.5.2 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 I.E.G.).

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 différent légèrement du 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'absences par salarié présent au 31/12 » 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 domicile-lieu de travail. Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail. Le nombre d'accidents mortels prend en compte les accidents de travail et les accidents de trajet des employés. Il n'intègre pas les accidents mortels de sous-traitants.

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.

2.5.5.3 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 CO_2, SO_2, N_2O, NO_x et CH_4 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 CO_2 et CH_4 des barrages ne sont pas inclus dans le calcul de l'indicateur.

Les émissions de SF_6 du Groupe sont calculées, en priorité sur la base d'un bilan de masse des bouteilles de SF_6 ou à défaut par un taux de fuite nominal annuel égal à 2 % du volume de SF_6 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 dessicants qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de moyenne activité conformément à la réglementation en vigueur.

Concernant Constellation Energy Nuclear Group

L'indicateur « Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité » de Constellation Energy Nuclear Group (CENG), regroupe les déchets radioactifs autres que hautement radioactifs. Selon la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), il est distingué aux États-Unis trois types de déchets classés en déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité respectivement les déchets de types A, B ou C en fonction de l'activité (A étant la classe de déchets à activité la plus faible). Les données reportées par CENG sont les volumes de déchets conditionnés évacués des sites déclarés à la *Nuclear Regulatory Commission*.

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.

Rapport 2013 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Introduction **226**

1 Gouvernement d'entreprise **226**

1.1 Code de gouvernement d'entreprise 226

1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 228

1.2.1 Composition du Conseil d'administration 228
1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs 229
1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général 229
1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration 229
1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs 230
1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration 230
1.2.7 Information et formation des administrateurs 230

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2013 230

1.4 Comités du Conseil d'administration 231

1.4.1 Comité d'audit 231
1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires 232
1.4.3 Comité de la stratégie 232
1.4.4 Comité d'éthique 232
1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations 233

1.5 Rémunération 233

1.6 Assemblées générales 233

2 Le contrôle interne du groupe EDF **233**

2.1 Environnement de contrôle 233

2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale 233
2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne 234
2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière Audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique 235
2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques 236
2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale 237
2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (« SI ») 237
2.1.7 Les contrôles externes 238

2.2 La gestion et le contrôle des risques 238

2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques 238
2.2.2 Processus de cartographie des risques 238
2.2.3 Politique de gestion de crise 238

2.3 Les activités de contrôle du Groupe 239

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes 239
2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière 241
2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements 242
2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale 243

2.4 Communication et diffusion des informations 243

Introduction

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte :

- des conditions de gouvernement d'entreprise (composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, limitations des pouvoirs du Président-Directeur Général), des principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations des mandataires sociaux et des modalités de participation des actionnaires aux Assemblées générales d'EDF (§ 1) ;
- ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein du groupe EDF (§ 2).

Au sens du présent rapport, les termes « EDF » ou « Société » désignent la société Électricité de France SA.

Les termes « groupe EDF » ou « Groupe » désignent :

- la société EDF ;
- ses filiales du secteur régulé : les « filiales régulées » ;
  - RTE, chargé de la gestion du réseau public de transport d'électricité pour laquelle le Code de l'énergie prévoit, en application de la 3e directive du 13 juillet 2009, dans ses articles L. 111-2 à L. 111-46, une indépendance de gestion par rapport à la maison mère,
  - ERDF, chargé de la gestion du réseau public de distribution d'électricité, pour laquelle le Code de l'énergie comprend également des dispositions sur l'indépendance de gestion (articles L. 111-57 à L. 111-66), Ces dispositions légales introduisent des limites (spécifiques à chacune de ces filiales, étant précisé qu'elles sont plus contraignantes pour RTE) au contrôle de leurs activités par la maison mère ;
- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées telles que, notamment, CENG, Dalkia International : « les filiales co-contrôlées » ;
- ses filiales minoritaires ou participations, directes ou indirectes : « les participations ».

Nota 1 : Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2013 (voir chapitre 20 du document de référence 2013).

Nota 2 : Les informations spécifiques aux filiales RTE et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis par ces deux sociétés en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce. Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique des entités citées ci-dessus, et seront précisées en tant que de besoin tout au long du présent rapport.

Nota 3 : Les informations contenues dans le présent rapport sont arrêtées au 31 décembre 2013, sauf indication contraire. Des informations complémentaires et des mises à jour sont disponibles dans le document de référence 2013 de la Société auquel sera annexé le rapport.

1 Gouvernement d'entreprise

1.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce [1], sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le document de référence 2013 de la Société et concernent notamment les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 15.1.1.1 du document de référence (« Modalités de détermination de la rémunération du Président-Directeur Général ») ou encore le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 16.2.1.4 du document de référence (« Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général »)).

1. *Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.*

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence 2013 correspondante
Composition du Conseil d'administration	La composition du Conseil d'administration d'EDF se répartit en trois collèges : il comprend six administrateurs nommés par l'Assemblée générale, six administrateurs représentant l'État et six administrateurs élus par les salariés.	Cette composition tripartite du Conseil résulte de l'application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.	Voir les sections 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration ») et 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »).
Proportion de femmes au sein du Conseil d'administration	Le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes[1], dont une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale, une au collège des administrateurs représentant l'État et les trois autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés. Ceci représente une proportion de 27,8 % de femmes sur l'ensemble du Conseil et de 16,6 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (donc hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil d'administration d'EDF est nommé pour cinq ans et renouvelé en bloc conformément à la loi du 26 juillet 1983. Le dernier renouvellement du Conseil date de novembre 2009, et le prochain renouvellement interviendra en novembre 2014. Les recommandations issues du code AFEP-MEDEF ainsi que les obligations résultant de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle seront prises en compte lors des prochains renouvellements du Conseil d'administration	Voir la section 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »).
Part des administrateurs indépendants au sein du Comité d'audit	Le Comité d'audit comprend un administrateur indépendant sur trois pris en compte pour le calcul de la proportion d'indépendants (donc hors administrateurs représentant les salariés).	La composition du Comité d'audit reflète les particularités de la composition du Conseil issues de la loi du 26 juillet 1983, qui rendent difficile le respect d'une proportion de deux tiers d'administrateurs indépendants au sein du Comité. La Société estime que, bien que le Comité ne compte pas deux tiers d'administrateurs indépendants, sa composition actuelle n'affecte pas les compétences du Comité ni sa capacité à remplir efficacement les missions qui lui sont dévolues par la loi et le règlement intérieur du Conseil d'administration	Voir la section 16.2.3.1 (« Comité d'audit »).
Durée du mandat des administrateurs	La durée du mandat des administrateurs est de cinq ans, et le Conseil est renouvelé en bloc au terme des cinq ans.	La durée du mandat et les modalités de renouvellement du Conseil résultent de l'article 11 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.	Voir la section 16.2.1.2 (« Durée du mandat des administrateurs »).
Modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF	Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration, après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.	Les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF résultent de la loi du 26 juillet 1983 et de l'article 13 de la Constitution.	Voir la section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général »).
Détention par les administrateurs d'actions de la Société	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant l'État ainsi que ceux représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Pour ces raisons, une règle spécifique propre aux seuls administrateurs percevant des jetons de présence (soit cinq sur un total de dix huit) n'a pas été adoptée. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient.	Voir la section 17.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »)

(1) À la date du présent rapport.

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence 2013 correspondante
Régles de répartition des jetons de présence	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Seuls les administrateurs nommés par l'Assemblée générale, hors Président-Directeur Général, perçoivent des jetons de présence. Des règles de répartition spécifiques, propres à ces administrateurs (soit cinq sur un total de dix huit) ont été adoptées, qui tiennent compte du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée à titre de jetons de présence n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative et appropriée puisque le montant total de l'enveloppe de jetons de présence est divisé entre une part fixe et une part variable (de 50% chacune du total de l'enveloppe) réparties comme suit : (i) la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés, et (ii) la part variable est répartie entre ces administrateurs par application d'un coefficient variable selon le type de réunions et les fonctions particulières occupées par chacun.	Voir la section 15.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs »).

Le code AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 dispose qu'un dirigeant mandataire social ne doit pas exercer plus de deux autres mandats d'administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Conformément au code et au guide d'application publié par le Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise en janvier 2014, cette recommandation s'applique lors de la nomination ou du prochain renouvellement du mandat de l'administrateur ou du dirigeant concerné. La situation de M. Henri Proglio sera examinée à la lumière de ces recommandations selon les délais de mise en œuvre préconisés par le code et le guide d'application.

1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Ce règlement intérieur est revu en tant que de besoin, pour tenir compte en particulier des évolutions légales et réglementaires.

1.2.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration [1] de la Société est composé de dix-huit membres dont un tiers est élu par les salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

Conformément à l'article 11 de la loi relative à la démocratisation du secteur public, la durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. Les mandats de l'ensemble des administrateurs actuels expireront le 22 novembre 2014 à minuit. En conséquence, le Conseil d'administration sera renouvelé en bloc courant 2014.

Les modalités de révocation des administrateurs sont prévues par l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public (voir section 16.2.1.2 du document de référence 2013).

En cas de vacance du siège d'un membre du Conseil d'administration pour quelque cause que ce soit, son remplaçant n'exerce son mandat que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement en bloc du Conseil d'administration.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration est composé de :

- six administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires : M. Henri Proglio, Président-Directeur Général, Mme Mireille Faugère, MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani ;
- six administrateurs représentant l'État : Mme Marie-Christine Lepetit, MM. Olivier Appert, David Azéma, Bruno Léchevin, Denis Morin et Pierre Sellal ;
- six administrateurs élus par les salariés : Mmes Christine Chabauty, Sidonie Delalande et Marie-Hélène Meyling, MM. Alexandre Grillat, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs figurent à la section 14.1 du document de référence 2013.

Depuis le 1er janvier 2013 et jusqu'à la date du présent rapport, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Nom de l'administrateur	Collège	Date de nomination	En remplacement de
M. Bruno Léchevin	Administrateur représentant l'État	Décret du 6 mai 2013	M. François Loos
M. Olivier Appert	Administrateur représentant l'État	Décret du 17 juin 2013	M. Yannick d'Escatha
M. Denis Morin	Administrateur représentant l'État	Décret du 14 décembre 2013	M. Julien Dubertret
Mme Sidonie Delalande	Administratrice élue par les salariés	1er février 2014	M. Philippe Maïssa

1. *Voir section 16 du document de référence 2013.*

En application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, EDF, en tant que société anonyme cotée en bourse et entreprise publique, est soumise, d'une part, aux dispositions applicables aux sociétés cotées (pour ce qui concerne le collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale) et, d'autre part, aux dispositions applicables aux entreprises publiques (pour le collège des administrateurs nommés par décret).

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes. L'une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, la deuxième appartient au collège des administrateurs nommés par décret et les trois autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 27,8 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil et de 16,6 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (voir section 16.2.1.1 du document de référence 2013).

Le Commissaire du Gouvernement [1] et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [2] ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration, avec voix consultative.

1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil d'administration des situations de conflits d'intérêts et s'abstenir de participer au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les membres du Conseil d'administration et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société auxquelles ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 16.5 du document de référence 2013), Charte éthique Groupe, engagements de Responsabilité d'Entreprise du Groupe et code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées AFEP-MEDEF.

1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Les statuts d'EDF stipulent que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » résulte donc des statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, est de nature à assurer un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 10 de la loi de démocratisation du secteur public.

En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Henri Proglio a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir § 1.2.4), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toutes questions intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi de démocratisation du secteur public, le Conseil délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; le Conseil a fixé pour l'exercice 2013 (i) à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal de certaines opérations financières. Pour 2014, le Conseil d'administration a décidé de reconduire le même niveau de délégations ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature) et 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;

1. *Décret n° 2012-406 du 23 mars 2012 ; arrêté du 15 juin 2012.*
2. *Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.*

- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture des engagements nucléaires, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir § 1.4.2.2). Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Enfin, en application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance [1] et à l'égalité professionnelle, le Conseil d'administration doit délibérer annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir la part des administrateurs indépendants. Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, six administrateurs qui représentent l'État, qui ne peuvent donc pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF, et six administrateurs représentant les salariés, qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants.

Lors de la réunion conjointe du 16 janvier 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 12 février 2014, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a confirmé la qualification d'indépendants de Mme Mireille Faugère et de MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration de la Société compte donc cinq administrateurs indépendants sur un total de douze pouvant être qualifiés d'indépendants selon le code AFEP-MEDEF révisé, soit une proportion d'administrateurs indépendants de 41,7 %.

1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

La dernière évaluation menée par un cabinet externe spécialisé ayant été réalisée en 2010, un cabinet externe spécialisé a été mandaté pour mener cette évaluation au titre de l'année 2013, par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs, réalisés durant le dernier trimestre de l'exercice 2013. Des résultats examinés par le Comité d'éthique le 16 janvier 2014 et présentés au Conseil d'administration le 12 février 2014, il ressort que cette année encore l'ouverture du Comité de la stratégie à l'ensemble des membres du Conseil a été largement saluée et les administrateurs estiment que cet élargissement ne porte pas atteinte à la bonne articulation entre le Conseil d'administration et le Comité de la stratégie. L'information est jugée exhaustive et détaillée par les administrateurs qui soulignent la qualité des dossiers dont disposent le Conseil et ses Comités. Ils apprécient la généralisation des *executive summaries* et soulignent l'utilité des différents supports d'information mis à leur disposition (Guide de l'administrateur, Document « Actualités », Analyse Médias mensuelle…).

1.2.7 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, le Conseil reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché, le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2013

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Au cours de l'exercice 2013, le Conseil d'administration s'est réuni onze fois, et vingt-cinq réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne deux heures et quarante minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 87,8 % en 2013.

En 2013, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que l'investissement nécessaire à la prolongation de dix ans de la durée de vie de la centrale nucléaire de Tihange 1 (Belgique), co-détenue avec Electrabel, la cession par EDF de sa participation de 4 % dans Veolia Environnement, le projet de reprise par EDF des activités de Dalkia en France, la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF, la conclusion d'un accord entre le Groupe et le gouvernement britannique sur les principaux termes commerciaux du contrat d'investissement relatif au projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point), des projets de développement d'EDF Énergies Nouvelles (Afrique du Sud, Canada, États-Unis, France) ainsi que le projet de cession d'une participation majoritaire détenue par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles dans le parc éolien de Fallago Rig (Écosse), l'acquisition par EDF d'une participation de 20 % dans la société Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF) en vue de son

1. *Voir section 16.2.1 du document de référence 2013.*

affectation aux actifs dédiés, la constitution d'une co-entreprise entre EDF International et Global Energy Holding Company (GEHC) en Arabie Saoudite dans le cadre du développement du programme nucléaire saoudien ainsi que la décision d'investissement par EDF International (à hauteur de 15 %) dans la construction de la section sous-marine du gazoduc *South Stream* par la société South Stream Transport BV ; le Conseil d'administration a été informé de l'évolution des accords entre les Groupes EDF et Exelon relatifs à Constellation Energy Nuclear Group (États-Unis).

1.4 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les administrateurs membres de ces Comités sont choisis par le Conseil d'administration. Le Président de chaque Comité est désigné par le Conseil sur proposition des membres dudit Comité.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société assistent, avec voix consultative, aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration. Leur durée permet un examen et une discussion approfondie des matières relevant de leurs compétences.

1.4.1 Comité d'audit

1.4.1.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément aux dispositions de l'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 qui a transposé en droit français la huitième directive européenne du 17 mai 2006 sur le contrôle légal des comptes.

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité d'audit doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Lors de la réunion conjointe du 14 janvier 2011, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M. Pierre Mariani et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 21 janvier 2011 a constaté que M. Pierre Mariani présente des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (« AMF ») dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010. Le 12 février 2014, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualité d'indépendant de M. Pierre Mariani (voir § 1.2.5). Il répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance, conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir § 1.2.5).

Plus largement, chacun des membres du Comité d'audit contribue, au travers de son expérience et de ses compétences, à la qualité des débats et aux travaux du Comité.

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

M. Olivier Appert a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité d'audit, en remplacement de M. Yannick d'Escatha.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité qui ont pour objet l'examen des comptes annuels et semestriels ainsi que du plan à moyen terme et du budget.

Le Comité d'audit s'est réuni sept fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 92,4 %.

1.4.1.2 Missions

Le Comité d'audit examine et donne son avis, avant examen par le Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, l'examen semestriel [1] de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, ainsi que le projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir § 1.2.4) ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes ;
- la politique risques marchés énergies.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

1.4.1.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels ainsi que les communiqués de presse y afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences sur les comptes annuels et semestriels, les communiqués de presse sur le chiffre d'affaires trimestriel, la cartographie des risques, la synthèse des audits internes et le programme d'audit. Il a également été informé, lors d'une réunion conjointe avec le Comité de suivi des engagements nucléaires, des évolutions relatives au traitement de la créance liée au déficit de compensation des charges de Service Public de l'Électricité (créance CSPE) et a examiné le projet d'affectation de cette créance aux actifs dédiés.

1. *L'analyse complète de la cartographie est réalisée une seule fois par an en fin d'année ; elle est présentée au Comité d'audit au premier semestre de l'année suivante ; une actualisation est présentée au second semestre.*

1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

1.4.2.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (« CSEN »), institué par l'article 9 du décret du 23 février 2007, est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont Mme Marie-Christine Lepetit et M. Olivier Appert, administrateurs représentant l'État, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. Olivier Appert a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité de suivi des engagements nucléaires en remplacement de M. Yannick d'Escatha.

Le CSEN s'est réuni cinq fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 92,0 %.

1.4.2.2 Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, ainsi que de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par EDF dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (« CEFEN ») qui est composé de six experts indépendants [1] et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet supérieur à un montant unitaire de 400. millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) supérieur à un montant unitaire de 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

1.4.2.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité a examiné en particulier le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés, l'état d'avancement du projet de centre industriel de stockage géologique (« CIGEO ») pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue, le rapport triennal 2013 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir § 2.3.3.1), le taux d'actualisation des engagements nucléaires, la gouvernance des actifs non cotés au sein des actifs dédiés ainsi que les perspectives d'investissements dans cette classe d'actifs, et le renouvellement du CEFEN. Il a également été informé, lors d'une réunion conjointe avec le Comité d'audit, des évolutions relatives au traitement de la créance liée au déficit de compensation des charges de Service Public de l'Électricité (créance CSPE) et a examiné le projet d'affectation de cette créance aux actifs dédiés.

1.4.3 Comité de la stratégie

1.4.3.1 Fonctionnement et composition

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

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

Le Comité de la stratégie s'est réuni six fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89,6 %.

1.4.3.2 Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

1.4.3.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité de la stratégie a examiné en particulier les enjeux pour EDF du débat sur la transition énergétique, la problématique de l'équation tarifaire et financière de l'activité France, les principales réalisations en matière de recherche et développement et d'innovation, l'avancement du chantier Flamanville 3 et du projet de développement du nouveau nucléaire au Royaume-Uni (Hinkley Point) ainsi que les orientations stratégiques dans le gaz.

1.4.4 Comité d'éthique

1.4.4.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par Mme Mireille Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres sont Mme Marie-Christine Lepetit, administratrice représentant l'État, et Mmes Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling, administratrices élues par les salariés.

Le Conseil d'administration a pris acte le 29 juillet 2013 de la demande de retrait du Comité d'éthique de M. Alexandre Grillat, administrateur élu par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni cinq fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 86,0 %.

1.4.4.2 Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection ainsi que de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe spécialisé (voir § 1.2.6).

Par ailleurs, le Comité visite périodiquement des sites opérationnels afin d'appréhender des thématiques relevant de ses missions.

1.4.4.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité d'éthique a notamment examiné les engagements relatifs à la responsabilité d'entreprise du Groupe, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et la politique d'EDF à l'égard des entreprises prestataires. Le Comité a visité un site de production nucléaire afin d'appréhender la mise en œuvre de la politique de sous-traitance dans cette activité.

1. *Désignés le 26 novembre 2013 par le Conseil d'administration, pour trois ans.*

1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations

1.4.5.1 Fonctionnement et composition

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

M. Maxime Villota a été nommé par le Conseil d'administration du 25 juin 2013 membre du Comité des nominations et des rémunérations (voir section 16.2.3.5 du document de référence 2013).

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni deux fois en 2013. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 83,3 %.

1.4.5.2 Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

1.4.5.3 Activité en 2013

En 2013, le Comité des nominations et des rémunérations a fait au Conseil d'administration des propositions concernant l'application à compter du 1er octobre 2012 du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 plafonnant à 450 000 euros la rémunération du Président-Directeur Général et concernant la détermination de la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général due au titre de la période de janvier à septembre 2012. Le Comité a par ailleurs examiné les critères de bonus pour déterminer la part variable de la rémunération des dirigeants du Groupe (voir section 15.1 du document de référence 2013).

1.5 Rémunération

Les modalités de fixation de la rémunération des mandataires sociaux d'EDF, les principes et règles arrêtés par le Conseil pour la détermination de ces rémunérations ainsi que les montants versés en 2013 sont détaillés au chapitre 15 du document de référence 2013.

1.6 Assemblées générales

Les modalités relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale figurent à l'article 20 des statuts de la Société, et sont décrites à la section 21.2.7 du document de référence 2013.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le document de référence de la Société.

2 Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif du présent rapport n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2013, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2013. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques obéissent aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatifs à la gestion des risques et au contrôle interne [1] (publié le 22 janvier 2007 et mis à jour le 14 juin 2010).

2.1 Environnement de contrôle

2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale

L'organisation de la Direction Générale d'EDF répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées et renforcer le rôle des opérationnels dans les prises de décision.

Le Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines.

Sa composition [2] est la suivante :

- Henri Proglio, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Marianne Laigneau, Directrice des Ressources Humaines du groupe EDF ;
- Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Délégué Commerce, Optimisation Trading et SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires) ;
- Pierre Lederer, Conseiller spécial du Président ;
- Hervé Machenaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy ;
- Alain Tchernonog, Secrétaire Général du Groupe EDF.

Denis Lépée, Conseiller du Président, assure le secrétariat du Comité exécutif.

Ce Comité est une instance de réflexion, d'échange stratégique et de concertation sur les sujets transverses du Groupe. Il suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux

1. *Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4), inspiré par le référentiel COSO (chap. 2.1 à 2.5).*
2. *Composition au 31 décembre 2013.*

majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Un Comité des engagements du Comité exécutif [1] examine de manière approfondie les projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées, ayant reçu une position de principe favorable du Comité exécutif, pour décision finale. Les projets ayant reçu un avis favorable font l'objet d'un suivi. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

Le Comité de Direction

L'organisation de la Direction Générale a été complétée par la création en 2010 d'un Comité de Direction qui réunit, autour des membres du Comité exécutif, les principaux dirigeants internationaux du Groupe et les responsables de zones géographiques, le Président du Directoire d'ERDF ainsi que des Directeurs fonctionnels de la Société. Sa composition [2] est la suivante :

- Michèle Bellon, Présidente du Directoire d'ERDF ;
- Jean-Paul Bouttes, Directeur de la Stratégie et de la Prospective ;
- Antoine Cahuzac, Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles ;
- Catherine Gros, Directrice de la Communication du Groupe ;
- Philippe Huet, Directeur Délégué Groupe auprès du Secrétaire Général, en charge des Risques, de l'Audit Groupe et des Systèmes d'Information ;
- Bruno Lescœur, Directeur Délégué en charge du gaz et de l'Europe du Sud ;
- Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles ;
- Olivier Orsini, Directeur du Développement Amérique du Sud, Afrique, Moyen-Orient, Communauté des États Indépendants (CEI) et partenariats associés ;
- Bernard Salha, Directeur de la Recherche et du Développement ;
- Éric Thomas, Directeur Juridique du Groupe.

Le Comité de Direction rassemble des expertises métiers, géographiques et fonctionnelles. Il est une instance d'échange entre grands responsables du Groupe sur les sujets transverses. Il accompagne la Direction Générale de la Société dans la mise en œuvre de la stratégie et dans le pilotage des synergies au sein du Groupe. Ce Comité se réunit tous les mois.

L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection

Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF

Enfin, un Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc hydraulique du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne

Une décision relative à la mise en œuvre du contrôle interne au sein du groupe EDF a été signée par le Président-Directeur Général le 3 septembre 2010. Cette décision prend notamment en compte les dispositions de l'ordonnance du 8 décembre 2008 relative au contrôle légal des comptes et précise les orientations en matière de contrôle interne du groupe EDF. Elle vise à donner une assurance raisonnable de la maîtrise des risques d'EDF, en se fondant, dans une logique de progrès permanent, sur les principes clés suivants :

- une délégation de responsabilité à chacun des responsables du Groupe, qui, à tout niveau, sont responsables de :
  - maîtriser les principaux risques,
  - vérifier cette maîtrise pour les activités qu'ils ont déléguées,
  - adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés,
  - autoévaluer les dispositifs ainsi mis en œuvre, et en rendre compte de façon formelle et régulière à leur propre manager ;
- un dispositif d'audit, rapportant au Président-Directeur Général, décrit au paragraphe 2.1.3.2.

Ces principes clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces principes sont mis en œuvre par les Directions Générales vis-à-vis des filiales qu'elles contrôlent et vis-à-vis des principales Directions Opérationnelles d'EDF, qui contrôlent elles-mêmes plusieurs unités opérationnelles ou filiales.

Chaque Directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs (80 personnes environ) est assurée par la Direction de l'Audit et du Contrôle Risques du Groupe.

Un guide de contrôle interne [3] a été élaboré et est proposé à chaque entité [4] pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide caractérise les domaines de risque concernés, identifie les principaux objectifs de contrôle à explorer et propose des bonnes pratiques à mettre en œuvre. Il est enrichi annuellement sur la base du retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle, notamment celles liées au respect des politiques et décisions de la Direction Générale. Fin 2013, chacune des 57 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment une description de son dispositif de contrôle interne, une autoévaluation [5] de ce dispositif, l'engagement du Directeur de l'entité et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cet engagement. Le Groupe procède de la sorte pour la septième année consécutive. Chaque année, il est rendu compte au Président-Directeur Général et au Comité d'audit, puis au Conseil d'administration, de la synthèse de ces documents et de l'interprétation qui peut en être faite s'agissant de l'état du contrôle interne dans le Groupe.

La Direction de l'Audit effectue des audits complets de ces entités qui comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne au rythme de trois à cinq ans selon leur taille.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent

1. *La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif ; ce Comité a été créé sur décision du Président-Directeur Général, le 14 avril 2010.*
2. *Composition au 31 décembre 2013.*
3. *Pour l'élaboration du guide de contrôle interne, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4), inspiré par le référentiel COSO-1 (chap. 2.1 à 2.5) ; le premier guide de contrôle interne a été élaboré et diffusé le 22 janvier 2007.*
4. *EDF a pris le contrôle d'Edison courant 2012, et la société est progressivement intégrée dans le système de contrôle interne et de gestion des risques d'EDF.*
5. *Les autoévaluations rendent compte de l'ensemble des domaines recensés dans le guide de contrôle interne, et en particulier de tous les champs d'action figurant dans le cade de référence de l'AMF.*

pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique [1].

La Direction de l'Audit et la Direction du Contrôle des Risques Groupe apportent un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des filiales de moindre importance faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière Audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique

2.1.3.1 La Direction du Contrôle des Risques Groupe

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des politiques de gestion de ses risques sur les plans opérationnel (risques industriels, environnementaux, sanitaires…), financier et organisationnel.

Au-delà de ces politiques sectorielles, face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG ») qui a en particulier pour missions de :

- faire réaliser par chaque entité du Groupe une cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées ; et construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (voir § 2.2.2) ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- consolider le déploiement de la politique de contrôle des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (voir § 2.3.1.1) ;
- assurer le déploiement de la politique de contrôle interne et animer la filière contrôle interne (voir § 2.1.2) ;
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.1) ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions) et du risque de contrepartie sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.2) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif ;
- assurer le déploiement de la politique de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités d'échange et de coordination en période de crise avec l'ensemble des filiales et garantir l'opérationnalité du dispositif de crise pour le niveau Groupe (voir § 2.2.3) ;
- coordonner les contrôles nécessaires à la maîtrise de risques de non-conformité (fraude, corruption, relations avec les salariés, charte éthique, etc.) ;
- définir les actions de contrôle interne à mettre en œuvre dans le cadre de la lutte contre la fraude et la corruption avec en particulier la mise en place d'un processus et d'un dispositif d'alerte.

2.1.3.2 La filière Audit du Groupe

La filière Audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. Le Président-Directeur Général a confié l'animation de cette filière au Directeur Délégué aux Risques et à l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit (« DAi ») et des équipes d'audit « opérationnel » : équipes d'audit « métiers » (dans les domaines production, ingénierie et commerce ainsi que pour la zone Asie-Pacifique pour EDF), et équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères (RTE, ERDF, EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy et EDF Trading, Edison, EDF Luminus).

Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à des filiales contrôlées ou régulées. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'audit métier par la DAi – hors RTE et ERDF –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes…).

Normes de qualification pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors,* en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé.
- Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour le 3 septembre 2010. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités. Elle est accompagnée d'un code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière audit du Groupe. Ce code a pour but de promouvoir une culture de l'éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.
- La DAi est rattachée au Secrétaire Général ; le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général.
- Tous les auditeurs de la DAi et des Directions d'Audit d'EDF et de ses filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du groupe EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission. Une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants de la Société.
- Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAi sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

La filière audit a fait l'objet d'évaluations externes en 2008 puis en 2011-2012, qui attestent du respect des normes professionnelles.

1. *S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.*

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi et les Directions métiers assurent le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses Directions et filiales contrôlées. La DAi réalise notamment les audits transverses corporate et les directions métiers, les audits sur leur périmètre de responsabilité. La DAi est la seule entité compétente pour la réalisation des audits métiers relevant d'un risque de niveau corporate.
- Le programme d'audit est arrêté par le Président-Directeur Général puis examiné par le Comité d'audit d'EDF qui en rend compte au Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :
  - la nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance, les principales entités du Groupe (Directions et filiales), afin d'évaluer notamment la robustesse de leur dispositif de contrôle interne ;
  - les principaux processus comptables et financiers ;
  - les grands projets ;
  - les risques majeurs de la cartographie des risques, non traités par les audits ci-dessus ;
  - le suivi des décisions de la Direction Générale.
- Le programme des équipes d'audit métiers est coordonné avec celui de la DAi.
- Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'actions de leur part transmis à la DAi. Au cours des 12 à 18 mois qui suivent, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le *management* dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été éliminés. A contrario, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.
- Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.
- Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule, sur l'ensemble du périmètre de la filière audit du Groupe, les principaux constats d'audit et les recommandations correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière de la Direction. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.1.3.3 La Direction Financière

La Direction Financière (« DF ») assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Au sein de la DF, la Direction Controlling Groupe se décompose en trois domaines : le Contrôle de Gestion, la Comptabilité et la Fiscalité.

Le Contrôle de Gestion a pour missions :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, reprévisions et plans à moyen terme), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et des filiales pour l'ensemble du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;
- d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de reprévisions deux fois par an, ainsi que d'un *reporting* mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière reprévision annuelle) est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière ;
- d'être moteur dans l'élaboration des trajectoires financières à moyen et long termes.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions et filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le *management* de la ligne métier Contrôle de Gestion.

La Comptabilité a pour missions :

- d'établir les comptes sociaux d'EDF, et les comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de la qualité de la comptabilité en élaborant les référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
- de mettre à jour, pour EDF, le référentiel de contrôle interne relatif à la maîtrise de l'information comptable et financière.

Par ailleurs, concernant les filiales, les politiques de contrôle interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

La Fiscalité a pour missions :

- de garantir la cohérence des politiques fiscales au sein du Groupe ;
- de s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille relative aux obligations légales et réglementaires ;
- de s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- d'identifier et de maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

2.1.3.4 La Direction Juridique

Au-delà de la contribution de la Direction Juridique (« DJ ») au contrôle interne du Groupe visée aux paragraphes 2.1.4 et 2.3.3, un reporting juridique Groupe (EDF et filiales significatives) trimestriel, concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles est en place.

Par ailleurs, une contrathèque permet de garantir la connaissance et la maîtrise du patrimoine contractuel sensible d'EDF. Cette contrathèque, composante du dispositif de contrôle interne, est un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et co-contrôlées). Ce dispositif a été complété par une décision et une note d'application relatives à la maîtrise des contrats majeurs selon lesquelles les originaux des contrats majeurs répondant à certains critères spécifiques sont centralisés au sein d'un local national sécurisé.

Enfin, la Direction Juridique confie à un *knowledge manager* la mission d'assurer la capitalisation, l'harmonisation et le partage de la doctrine de la Direction Juridique et de mettre en place une veille juridique sur les sujets législatifs et jurisprudentiels d'intérêt majeur pour le Groupe.

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains de ses pouvoirs à certains membres de l'équipe de direction.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus d'achat. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégataires après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (« DA ») ou l'un de ses délégataires, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa Direction.

La délégation « représentant de l'exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Production Nucléaire et Ingénierie Nucléaire qui ont eux-mêmes subdélégués vers les directeurs d'unités.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, réseaux électriques…) sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs lorsque les évolutions de l'organisation d'EDF le nécessitent.

En complément, un vade-mecum sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique, diffusé pour la première fois en novembre 2008, a été actualisé et a fait l'objet d'une nouvelle diffusion en 2010. Ce vade-mecum est conçu comme un outil destiné à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale

2.1.5.1 Démarche éthique

Par une décision adressée le 2 avril 2013 aux membres du Comité exécutif, du Comité de Direction Groupe, aux Présidents des sociétés du Groupe et aux Directeurs Pays, le Président-Directeur Général a lancé le déploiement de la Charte éthique Groupe ; cette décision s'inscrit dans la suite des démarches lancées dans ce domaine depuis 2004. Le Président a fixé comme objectif que tous les salariés du Groupe aient connaissance du nouveau référentiel éthique avant le 31 décembre 2013. Le même jour, il a nommé un Directeur délégué de la Direction du Développement Durable en charge du pôle Éthique et Responsabilité d'Entreprise, Président de la Commission Éthique et Déontologie du Groupe.

Les Dirigeants du Groupe ont désigné dans chaque société et grande Direction d'EDF SA un Correspondant éthique chargé auprès d'eux de suivre le déploiement de la Charte éthique et d'assurer l'interface avec le pôle Éthique et Responsabilité d'Entreprise chargé de piloter ce déploiement. Le *reporting* régulier au cours du deuxième semestre 2013 auprès du Secrétaire Général montre que l'objectif fixé par le Président du Groupe devrait être atteint pour les Directions d'EDF SA ainsi que pour les autres sociétés du Groupe sous réserve, pour quelques-unes d'entre elles, d'actions programmées au cours du premier trimestre 2014.

La Commission Éthique et Déontologie du Groupe a été installée par le Président-Directeur Général le 30 octobre 2013. Elle comprend avec le Président, cinq membres délibératifs, qui sont des dirigeants du Groupe, à parité géographique (France – hors France) et à parité entre hommes et femmes. Le Délégué Éthique et Déontologie d'EDF assure le secrétariat exécutif de la Commission.

La Commission doit s'assurer, avec le concours du *management*, de la diffusion, du partage et de la mise en œuvre de la Charte éthique Groupe. Elle s'appuie sur le réseau des Correspondants éthiques des sociétés du Groupe. Elle conseille le Président et la Direction Générale d'EDF sur tout sujet relatif à la Charte, à son déploiement et à son application. Elle répond par avis à toute question ou consultation sur le contenu, le développement et les conditions d'application de la Charte. Elle reçoit et traite ou fait traiter, en toute confidentialité, tout signalement portant sur une situation ou un comportement contraire à la Charte. Elle est destinataire de tout *reporting* des sociétés et Directions du Groupe portant sur la réalisation des engagements de la Charte. Elle peut relever toute insuffisance de déploiement ou de mise en œuvre de la Charte et recommander au *management* du Groupe les mesures pour y remédier. Le Président de la Commission rapporte en son nom au Président-Directeur Général et au Comité d'éthique du Conseil d'administration.

Lors de sa première séance du 30 octobre 2013, la Commission a délibéré et adopté son règlement intérieur et deux avis, l'un portant sur le caractère obligatoire des prescriptions de la Charte et l'autre sur la liberté d'expression des salariés.

La Charte éthique Groupe garantit à tout salarié du Groupe confronté à une situation contraire aux valeurs et aux engagements du Groupe le droit d'alerter en toute confidentialité et sans risques son *management* ou un interlocuteur dédié dans sa société, ou, si nécessaire, en dernier recours, la Commission Éthique et Déontologie du Groupe, notamment au moyen d'une messagerie sécurisée (alerte-ethique@edf.com). Depuis l'ouverture de cette dernière, le 1er juin 2013, une alerte a été reçue et traitée.

2.1.5.2 Démarche Qualité environnementale

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au développement durable et fait du développement durable une véritable dimension de sa stratégie globale. Cette politique du Groupe s'est concrétisée par la signature en 2009 d'ambitions communes par les dirigeants des principales sociétés du Groupe. Cette politique donne un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'exprime autour de trois enjeux :

- la lutte contre le changement climatique, la maîtrise et la limitation des impacts sur l'environnement notamment la protection de la biodiversité ;
- l'accès à l'énergie et le développement des liens de la proximité territoriale ;
- la contribution au débat sur le développement durable.

La mise en œuvre de cette politique est animée par le *Sustainable Development Comitee* (« SDC » ou Comité de Développement durable) du groupe EDF.

Ce Comité tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du Système de Management Environnemental conformément à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF est en effet certifié ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Énergies Nouvelles…), ainsi que de nombreuses filiales internationales, dont EDF Energy. Par ailleurs, certaines filiales co-contrôlées sont également certifiées ISO 14001. En juin 2013, l'organisme de certification indépendant Afnor a émis un nouveau certificat ISO 14001 du Groupe élargi avec l'entrée des sites de Sloe Centrale et ES Énergies Strasbourg. L'audit annuel 2013 constate que le système est soutenu par une politique et des indicateurs pertinents avec un niveau moyen de maturité et de performance en progression. Les engagements de Responsabilité d'Entreprise du groupe EDF validés en 2013 donnent encore plus de perspective et de sens à l'action environnementale.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, par ailleurs toujours améliorée notamment sur l'aspect réglementaire, et donnent l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée, preuve tangible que l'engagement du Groupe à respecter l'environnement est une réalité reconnue.

2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (« SI »)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des entités de la Société et du Groupe (Directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (« DSI Groupe ») pour les infrastructures et services mutualisés. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues en liaison avec chaque Direction, réparties entre la Direction et la Direction des Services Partagés Informatique et Télécommunications, qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et les filiales.

Le Système d'Information (« SI ») du périmètre finance est utilisé par plusieurs Directions du Groupe et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilités des applications. La DSI Périmètre Finance en assure la maîtrise d'ouvrage déléguée. Elle pilote le fonctionnement quotidien des applications, gère les évolutions et met en œuvre toutes les dispositions nécessaires pour garantir la sécurité de ce SI.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des Systèmes d'Information Groupe qui anime la filière SI au travers de politiques communes. Une nouvelle gouvernance de la filière a été élaborée en déclinaison de la décision du Président du 19 décembre 2011 de renforcer le

pilotage Groupe des fonctions d'appui. Elle prévoit un renforcement du rôle de la Direction des Systèmes d'Information Groupe pour garantir les synergies et la performance du SI au service de la stratégie des métiers, notamment en matière de trajectoire financière, de sécurité et de disponibilité des SI. Cette nouvelle gouvernance conforte l'élargissement aux filiales internationales.

Les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, soit par un des Comités d'EDF cité au paragraphe 2.1.1, soit par le Comité stratégique SI qui associe les principaux Directeurs et Directeurs de filiales et leur DSI, selon un rythme trimestriel ; les autres décisions sont prises au sein d'un Comité des Directeurs des Systèmes d'Information France et par l'*IS Group Committee*, comprenant également les filiales du Groupe.

2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances, des Commissions des affaires économiques de l'Assemblée nationale et du Sénat, et de la Commission des Marchés.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE ») ainsi que par l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »).

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2 La gestion et le contrôle des risques

2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de contrôle des risques sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela :
  - identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines (risques opérationnels, risques externes, risques stratégiques, y compris les risques liés à la cohérence des actions avec les valeurs du Groupe et ceux liés à la préservation de la valeur, des actifs et de la réputation du Groupe), en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste,
  - responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques, afin que chaque manager ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au management des risques de l'entreprise.

Nota : La gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques distincte [1] des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

2.2.2 Processus de cartographie des risques

Selon ces principes, en cohérence avec les échéances annuelles associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, le groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et co-contrôlées [2]. Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques…). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques majeurs sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par le Comité exécutif.

L'actualisation de la cartographie des risques fait l'objet d'échanges approfondis, menés régulièrement entre la Direction du Contrôle des Risques Groupe (cf. § 2.1.3.1) et chacune des entités opérationnelles ou fonctionnelles contributrices. Ces échanges visent à réinterroger la pertinence de l'identification des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

La cartographie consolidée élaborée en fin d'année fait l'objet d'une validation par le Comité exécutif et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen par le Comité d'audit.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du Groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant notamment sur les risques majeurs identifiés. De plus, le processus de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus : la politique Assurances et sa mise en œuvre, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif Groupe – « CECEG » –, etc.) ; en particulier, le processus de contrôle des risques contribue grâce à la cartographie des risques à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements de long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits à la section 4.1 du document de référence 2013 en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe fin 2013.

2.2.3 Politique de gestion de crise

La politique de gestion de crise, formalisée par une décision du Président-Directeur Général en juin 2005, définit les principes d'organisation et de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes, dans toutes les entités du Groupe ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF et dans les filiales contrôlées ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des filiales [3] – éventuellement via les Directions de rattachement ;

1. *Filière composée des responsables de l'établissement des cartographies et du contrôle des risques (voir § 2.3.1.1).*
2. *À l'exception de Dalkia International.*
3. *Concernant RTE, la coordination en période de crise est organisée sous l'égide des Pouvoirs publics.*

- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à vérifier l'existence d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Le dispositif de contrôle interne de la politique de gestion de crise est intégré dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Par ailleurs, un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

2.3 Les activités de contrôle du Groupe

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes

2.3.1.1 Dispositifs sectoriels de contrôle des risques

2.3.1.1.1 Contrôle des risques marchés énergies

La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la DCRG après consolidation au niveau Groupe et en cohérence avec le processus budgétaire. Ces stratégies s'appuient sur une politique de risques marchés énergies, dont l'actualisation [1] a été validée par décision du Président-Directeur Général en Comité exécutif le 30 avril 2013. Cette politique définit la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF des filiales dont elle assure le contrôle opérationnel et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Concernant les filiales co-contrôlées et sociétés non contrôlées opérationnellement [2], la politique de risques marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

Cette politique décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction Générale d'EDF en cas de dépassement des limites de risques ; un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading, compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire ;
- l'organisation en deux niveaux de la filière contrôle des risques marchés énergies, les entités réalisant le contrôle opérationnel et la Direction du Contrôle des Risques Groupe assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions proposées par la DCRG.

2.3.1.1.2 Contrôle des risques financiers et investissements

La Direction du Contrôle des Risques Groupe est notamment en charge du contrôle des risques de taux, de change, de liquidité et du risque de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce via :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière et de la politique Groupe du risque de contrepartie, notamment au travers de missions de contrôle (méthodologie, organisation, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque Groupe) ;
- le contrôle des positions de marché de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique la Direction Financement et Investissements (« DFI »), la salle des marchés et la Direction du Contrôle des Risques Groupe, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Le Comité Marchés (instance qui réunit les différentes entités de DFI concernées et la DCRG) vérifie et examine mensuellement, le cas échéant, les demandes de dérogations au cadre de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits ;
- le contrôle des risques financiers et de contrepartie associés aux investissements réalisés pour le portefeuille « Actifs dédiés » (au sein de la Direction Financière), dont la gestion est assurée par les Divisions Gestion des Actifs Cotés (portefeuille financier) et EDF-Invest (portefeuille non coté – actifs réels : *private equity,* infrastructure et immobilier) de la Direction Financement et Investissements. Des cadres de travail spécifiques ont été (ou vont être) mis en place par la Direction du Contrôle des Risques Groupe pour définir les principes de gestion des risques ainsi que les limites de risque admissibles pour les deux portefeuilles. Le Comité de gestion opérationnelle présidé par le Directeur Financement et Investissements est l'instance de pilotage de la gestion du risque associé au portefeuille financier (actifs cotés), tandis que le Comité d'investissement pour les actifs réels présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances est l'instance de pilotage de la gestion du risque associé au portefeuille non coté. Par ailleurs, le Comité de Suivi des Actifs Dédiés présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances assure le suivi global du portefeuille ;
- le contrôle de l'exhaustivité et de la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissements et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, celle-ci est rattachée à la Direction du Contrôle des Risques Groupe et possède un lien fonctionnel avec la Direction Financement et Investissements.

2.3.1.2 Contrôles spécifiques

2.3.1.2.1 Procédure d'approbation des engagements

Conformément à la procédure de septembre 2011 encadrant le « processus engagements » du Groupe, le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (« CECEG ») examine, après une position de principe favorable du Comité exécutif, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment portant sur :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros [3] ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros ;

1. *Les principes fondamentaux de la version précédente de la politique des risques marchés énergies ont été maintenus. Les évolutions majeures ont pour objectifs de consolider la gouvernance ainsi que l'harmonisation des pratiques de couverture des risques au sein du Groupe.*
2. *S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.*
3. *Hors investissements et désinvestissements financiers liés à la gestion des actifs dédiés et des actifs retraite, qui ont une gouvernance spécifique. Voir section 1.4.2.*

- les contrats achats ou ventes à long terme portant annuellement sur plus de 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et quotas de CO_2 ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Les réunions du CECEG sont systématiquement précédées de réunions où sont associés les experts du niveau corporate (Direction du Contrôle des Risques Groupe, Direction Juridique, Direction Financière, Direction Optimisation Amont-Aval Trading, Direction du Développement durable, Direction de la Stratégie, Direction des Achats…) et les porteurs des projets, afin de vérifier l'exhaustivité des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts.

Les projets d'engagements sont ensuite examinés par le Conseil d'administration comme décrit au § 1.2.4.

Le guide de « pilotage des investissements » prévoit que les projets d'engagements qui sont inférieurs aux seuils de saisine du CECEG sont examinés par des instances de gouvernance propres à chaque entité.

En complément et afin de renforcer la maîtrise industrielle et financière des projets et activités opérationnelles en France et à l'international, des « règles d'or » applicables à tous les marchés passés par le Groupe ont été validées par le Président-Directeur Général en janvier 2013 et sont mises en place. Ces « règles d'or » constituent un référentiel associé à un processus de suivi permettant de mesurer les risques pris par le Groupe dans le cadre de ses opérations.

2.3.1.2.2 Contrôle des Systèmes d'Information (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière des Systèmes d'Information

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la Politique de Contrôle Interne du Groupe (propositions d'objets de maîtrise du domaine à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière. Les politiques concernent en particulier les infrastructures et les services mutualisés, la sécurité des Systèmes d'Information, le pilotage des projets SI, la gestion des risques SI et le respect de la loi Informatique et Libertés.

Pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie sur le référentiel externe du Cobit *(Control Objectives for Information and related Technology).*

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre depuis 2009 par la Direction des Systèmes d'Information (« DSI Groupe ») à trois niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des correspondants du contrôle interne SI, un réseau des correspondants risques et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information, qui représentent les directions. Le maillage des réseaux des correspondants risques, contrôle interne et sécurité SI permet de renforcer la coordination étroite entre couverture des risques et contrôle interne pour EDF. Ces réseaux sont progressivement élargis aux filiales, notamment internationales.

Par ailleurs, la filière SI a contribué, pour le domaine SI, au référentiel de tests de détection des fraudes.

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

La politique de Sécurité des Systèmes d'Information (« PSSI ») du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du Groupe. Pour EDF, l'ajustement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis :

- pour EDF SA, au rythme mensuel par un Comité de sécurité (« COSEC »), présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les responsables de Sécurité des Systèmes d'Information des entités du périmètre ;
- pour les principales filiales, au rythme trimestriel par l'*European Security Working Group,* présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les responsables de Sécurité des Systèmes d'Information des filiales.

Le Comité stratégique SI examine en tant que de besoin (au minimum une fois par an), en présence des Directeurs des Directions du Groupe, des Directeurs de la DCRG et de la Direction de la Sécurité (« DIRSEC »), les inflexions qui s'avèrent nécessaires à la politique de Sécurité SI du Groupe, sans se substituer aux instances techniques. Cela garantit le partage d'une vision cohérente et stratégique de la sécurité du SI et des enjeux SI en termes de disponibilité et de continuité d'activité, d'intégrité des informations et traitements, et de protection des informations sensibles.

L'année 2013 a été marquée par :

- l'établissement d'une nouvelle note de politique de Sécurité des SI EDF alignée sur les normes internationales et assortie d'une Lettre du Secrétaire Général traduisant l'engagement du management du Groupe ;
- la publication d'une Directive sécurité relative à la gestion des incidents de sécurité du SI d'EDF SA ;
- la poursuite du déploiement d'outils de gestion des contrôles d'accès au SI ;
- la mise en œuvre d'un exercice « Plan de continuité de l'activité » sur les deux *data centers* d'EDF, et l'élaboration de plans de continuité d'activité dans la plupart des filiales ;
- la tenue régulière du Bureau d'instruction des projets de services externalisés (« BIPSE »), chargé de mener des analyses sécurité des services externalisés, depuis sa mise en place en 2012 ;
- l'élaboration d'une politique de Gestion électronique de documents (« GED ») qui vise à favoriser le partage des documents essentiels à la conduite des activités du Groupe dans le respect de la sécurité et de l'intégrité de l'information.

2.3.1.2.3 L'administration et la surveillance des filiales

Toute filiale ou participation d'EDF (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur de rattachement, membre du Comité exécutif, ou par son Délégué. Celui-ci propose les mandataires sociaux représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés et leur adresse une lettre de mission et éventuellement une lettre d'objectifs.

Une nouvelle politique « Mandataires Sociaux » a été signée par le Président-Directeur Général le 1er mars 2013. Cette politique vise, d'une part, à étendre la mise en œuvre de la politique initiale au-delà d'EDF SA dans toutes les entités du Groupe dans lesquelles EDF a un mandat d'administrateur ; d'autre part, elle renforce pour tous les administrateurs, nouvellement nommés et renouvelés, le processus de formation et de sélection.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, créée en 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction concernée ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement ;
- au respect du processus de désignation des mandataires sociaux, accord préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la « composition cible », contrôle du nombre de mandats, avis du supérieur hiérarchique du mandataire proposé…) ;
- à la professionnalisation des mandataires sociaux (séminaire de formation initiale pour les nouveaux avec l'appui de l'Université Groupe, information par le site intranet de la communauté administrateurs, formation permanente avec les ateliers).

2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

- La nouvelle Politique Assurances du groupe EDF a été mise en œuvre en 2013 après avoir été présentée en Conseil d'administration en 2012 et validée par le Directeur Financier.

  Véritable outil d'intégration des entités et filiales du Groupe, cette nouvelle politique augmente le champ assurantiel en couvrant l'ensemble des missions et du périmètre du Groupe. Sa diffusion s'accompagne d'un Manuel des procédures Assurances, et de lettres de mission types pour les responsables Assurances des entités et filiales.

  Pour compléter le dispositif et depuis 2011 :

  - en Comité d'audit, le Directeur de la Division Assurances Groupe fait le point de situation de l'étendue et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert aux marchés financiers ;
  - un Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (« COSA »), présidé par le Directeur Exécutif Groupe chargé des finances, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes de couverture des risques assurables.
- Un dispositif de contrôle des consultants (au sens d'« intermédiaires et apporteurs d'affaires ») a été mis en place au sein d'EDF ; il est pris en charge par les services de la Présidence du Groupe, au sein de la Direction de l'Intelligence Économique, rattachée directement au Président. Il comprend également une analyse de notoriété et d'honorabilité des contreparties du Groupe. Le Directeur de l'Intelligence Économique est partie prenante du dispositif de traitement des alertes corruptions et fraudes achats.

2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière

2.3.2.1 Le cadre de référence AMF

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010.

2.3.2.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF [1] sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (« IASB »), approuvées par l'Union européenne et applicables 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 règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Un réseau de correspondants des Directions opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène en comptabilité entre les différentes entités du Groupe.

2.3.2.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis au Conseil d'administration, pour arrêté au 30 juin de l'exercice.

Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer les arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations…) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat est en place depuis 2011. Elle a permis d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les flux de bilan.

L'unicité de langage financier de la Comptabilité et du Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles ;
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage facilite le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

2.3.2.4 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation.

Les comptes sociaux annuels sont arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont arrêtés au 30 juin de l'exercice par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Direction Financement et Investissements, Division Combustible Nucléaire, Systèmes Énergétiques Insulaires et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions opérationnelles, du centre de services partagés « Comptabilité » et de la Division Comptabilité Consolidation.

Chaque Directeur opérationnel s'engage annuellement sur le respect des règles de contrôle interne et sur la sincérité de l'information financière dont il a la responsabilité au travers d'une lettre d'engagement adressée au Directeur de la Comptabilité.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

1. *Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (voir chapitre 20 du document de référence 2013).*

2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1er juin 2007 complétée par une décision du 1er juin 2012, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF, afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique, les champs de réglementation les concernant plus particulièrement, de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale, sans oublier les thématiques juridiques transverses (concurrence, délit d'initié…) ;
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs ;
- s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien leur organisation et sont actualisées en tant que de besoin ;
- s'assurent que les projets de « contrats majeurs » sont élaborés avec le concours des juristes puis, une fois signés, sont communiqués à la Direction Juridique pour insertion dans la contrathèque du Groupe ;
- s'assurent que les contentieux engagés par les entités sont examinés périodiquement par la Direction Juridique ;
- identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses, et les indiquent à la Direction Juridique.

2.3.3.1 Réglementation liée à l'exploitation industrielle

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent, et notamment pour le nucléaire. La réglementation du secteur nucléaire en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de sûreté nucléaire (« ASN ») en France, *Nuclear Directorate* au sein du *Health and Safety Executive* et de l'*Office for Nuclear Generation* au Royaume-Uni, *Nuclear Regulatory Commission* aux États-Unis, *National Nuclear Safety Administration* en Chine…).

Concernant EDF, les entités ou responsables suivants sont en place :

- le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président du groupe EDF se réunit plusieurs fois par an et examine en février le bilan annuel « Sûreté nucléaire, radioprotection et sécurité » ;
- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (« IGSNR ») qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires dont EDF a la responsabilité de l'exploitation, et dont le rapport annuel est public ;
- l'Inspection Nucléaire, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (« DPN »), et la Mission Audit Évaluation, fonctionnellement rattachée au Directeur de la Division Ingénierie Nucléaire (« DIN »), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités de la DPN et de la DIN et leurs missions ;
- la filière Audit réalise plusieurs dizaines d'audits par an dans le domaine nucléaire (ingénierie, combustibles et exploitation).

La loi du 28 juin 2006, modifiée par la loi NOME du 7 décembre 2010 et ses textes d'application (décret du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007) relatifs notamment à la sécurisation du financement des charges nucléaires, impose à la Société de décrire dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'évaluer les charges liées à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes et les choix retenus pour la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions.

Depuis juin 2007, et conformément au cadre législatif et réglementaire, EDF adresse un rapport triennal à l'autorité administrative et une lettre d'actualisation annuelle. Le troisième rapport triennal a été finalisé et transmis en juin 2013. Ces rapports et lettres d'actualisation font l'objet d'un avis par le Comité de suivi des engagements nucléaires, dont il est rendu compte au Conseil d'administration d'EDF avant leur envoi à l'autorité administrative. Le rapport sur le contrôle interne qui figure en annexe de la lettre d'actualisation fait l'objet d'une délibération du Conseil d'administration.

L'arrêté INB, qui s'inscrit dans la refonte de la réglementation générale applicable aux INB, a été promulgué le 7 février 2012 (modifié par arrêté du 26 juin 2013). Avec le décret « procédures » du 2 novembre 2007, cet arrêté constitue un texte majeur de déclinaison de la loi TSN, désormais incluse dans le Code de l'environnement. Il s'applique, pour la plupart des articles, depuis le 1er juillet 2013. Une vingtaine de textes d'application (décisions et guides de l'ASN) vont à terme le préciser. En 2013, une dizaine de textes a été soumise à consultation publique. Parmi ces consultations, deux ont été dédiées au projet de décision sur la maîtrise des risques d'incendie. Plusieurs échanges sont en cours sur des thèmes majeurs concernant les activités des INB, et d'autres textes vont suivre courant 2014, attestant de la forte activité dans ce domaine.

Dans les autres domaines liés à l'exploitation (comme le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

Dès les premiers jours qui ont suivi l'accident de Fukushima, le 11 mars 2011, EDF a exercé sa responsabilité d'exploitant nucléaire en tirant dès le mois de mars 2011, les premiers enseignements pour son parc. Les 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») de site (ceux de Flamanville et Penly comprenant une partie « EPR ») montrent la bonne robustesse de nos installations vis-à-vis des agressions considérées à la suite de l'accident de Fukushima (séisme, inondations) dans le domaine du dimensionnement, et proposent des parades complémentaires permettant d'accroître la robustesse pour des situations allant très au-delà de celles considérées dans le dimensionnement et les référentiels de sûreté en vigueur.

L'ASN a remis au gouvernement français son rapport de conclusions le 3 janvier 2012 avec un avis (n° 2012-AV-0139) dans lequel elle affirme notamment :

« *À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.* »

L'ASN a émis en 2012 un ensemble de prescriptions techniques pour chaque site, avec des délais de mise en œuvre des dispositions complémentaires correspondantes cohérents avec cet avis.

Le planning de mise en œuvre de ces prescriptions a été rigoureusement suivi en 2013, avec en particulier la mise en place d'un groupe électrogène complémentaire sur chaque réacteur avant l'été, ainsi que plusieurs autres modifications.

Par ailleurs, la Force d'Action Rapide Nucléaire, qui permet d'acheminer sur les sites des moyens complémentaires en eau et en électricité (pour assurer le refroidissement du réacteur et des piscines) est d'ores et déjà en capacité d'intervenir sur n'importe quel réacteur du parc.

Les rapports ECS des sites en déconstruction ont été transmis comme prévu à l'ASN mi-septembre 2012 et, suite à l'instruction de ces rapports par l'ASN, le programme d'action a été engagé en 2013. Il concerne principalement le renforcement de la tenue au séisme et de la protection contre les crues des installations en cours de démantèlement.

Trois *Peer Reviews* [1] (réalisées par la WANO) ont eu lieu en 2013 sur les sites de Paluel, Civaux et du Blayais, et une OSART [2] (évaluation par l'AIEA du niveau central d'un exploitant nucléaire) à Chooz. Une *corporate OSART* d'EDF aura lieu fin 2014. Son périmètre a été défini et une autoévaluation par rapport au référentiel de l'AIEA a été réalisée au premier semestre 2013.

2.3.3.2 Autres réglementations

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de management, en particulier dans le domaine environnemental (voir § 2.1.5.2) et de la santé-sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les mises en conformité réglementaires.

2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale

Dans le cadre du déploiement du dispositif de contrôle interne au sein du Groupe, le suivi de la mise en œuvre des décisions et politiques majeures est pris en compte par leur intégration dans le guide de contrôle interne, et des audits peuvent être inscrits dans le programme d'audit du Groupe pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

2.4 Communication et diffusion des informations

En complément des actions de communication et de *reporting* évoquées tout au long du présent rapport, un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- À la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un système de validation de l'information financière, destiné à assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF, à examiner et valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière, a été mis en place. Ce Comité comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.
- Le code de bonne conduite : le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année contrôlé par ces filiales, et vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ses vérifications dans son rapport annuel.

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit (Direction de l'Audit interne du groupe EDF) et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Direction Financière ainsi que du Secrétariat Général du Conseil d'administration. Différents contributeurs, tels la Délégation à l'Éthique et à la Déontologie, la Direction des Systèmes d'Information, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction du Développement durable ainsi que la Direction Investisseurs et Marchés ont également été sollicités. Ce rapport a été examiné successivement par le Comité de l'Information Financière (31 janvier 2014), le Secrétaire Général du Groupe (5 février 2014), le Comité d'audit (10 février 2014) et été approuvé par le Conseil d'administration du 12 février 2014, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris, le 12 février 2014.

Le Président-Directeur Général d'EDF,

Henri PROGLIO

1. Peer Review *: revue entre pairs.*
2. *« OSART » : équipes d'évaluation de la sûreté en exploitation.*

Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration

Exercice clos le 31 décembre 2013

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA (« la Société ») et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris – La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 12 février 2014

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit Département de KPMG SA	Deloitte & Associés	
Jacques-François Lethu	Alain Pons	Patrick E. Suissa

AVRIL 2014

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

LE GROUPE EDF EST CERTIFIE ISO 14001