



COMPTES
CONSOLIDÉS **2014**

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

1	Informations financières historiques	3
	Comptes de résultat consolidés	4
	États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	5
	Bilans consolidés	6
	Tableaux de flux de trésorerie consolidés	8
	Variations des capitaux propres consolidés	9
	Annexe aux comptes consolidés	12
2	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	115
3	Honoraires des Commissaires aux comptes	117
4	Politique de distribution de dividendes	118
4.1	Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	118
4.2	Politique de distribution, dividende majoré	118
4.3	Délai de prescription	118
5	Procédures judiciaires et arbitrages	118
5.1	Procédures concernant EDF	119
5.2	Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	122
5.3	Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2014	125
6	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	125

1 Informations financières historiques

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

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2013 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 281 à 386) et 20.2 (pages 387 et 388) du document de référence 2013 du groupe EDF ;

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

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 19 mai 2015.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Comptes consolidés au 31 décembre 2014

Comptes de résultat consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2014	2013 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	72 874	71 916
Achats de combustible et d'énergie	8	(36 704)	(38 116)
Autres consommations externes	9	(9 181)	(8 287)
Charges de personnel	10	(11 785)	(11 291)
Impôts et taxes	11	(3 593)	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	12	5 668	5 358
Excédent brut d'exploitation		17 279	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		203	14
Dotations aux amortissements		(7 940)	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(157)	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(1 189)	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(212)	219
Résultat d'exploitation		7 984	8 334
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(2 243)	(2 262)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 996)	(2 931)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 688	2 251
Résultat financier	15	(2 551)	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 433	5 392
Impôts sur les résultats	16	(1 839)	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	179	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 773	3 758
Dont résultat net – part du Groupe		3 701	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		72	241
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		1,78	1,84
Résultat dilué par action		1,78	1,84

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

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

	2014			2013 ⁽¹⁾		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	3 701	72	3 773	3 517	241	3 758
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽²⁾	535	–	535	656	–	656
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(160)	–	(160)	(228)	–	(228)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	3	–	3	87	–	87
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	378	–	378	515	–	515
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾	(1 984)	(19)	(2 003)	810	4	814
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	427	5	432	(197)	–	(197)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(27)	–	(27)	43	–	43
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(1 584)	(14)	(1 598)	656	4	660
Écarts de conversion des entités contrôlées	1 395	187	1 582	(548)	(78)	(626)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	482	–	482	(198)	–	(198)
Écarts de conversion	1 877	187	2 064	(746)	(78)	(824)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	671	173	844	425	(74)	351
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	(4 629)	18	(4 611)	93	(17)	76
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	245	(4)	241	(58)	3	(55)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(177)	–	(177)	18	–	18
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(4 561)	14	(4 547)	53	(14)	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	(4 561)	14	(4 547)	53	(14)	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(3 890)	187	(3 703)	478	(88)	390
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(189)	259	70	3 995	153	4 148

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Bilans consolidés

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Goodwill	18	9 694	9 081
Autres actifs incorporels	19	8 884	7 860
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	50 257	48 796
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 851	7 450
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	69 392	64 561
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	10 989	11 479
Actifs financiers non courants	36	33 485	29 611
Autres débiteurs non courants	26	2 024	1 924
Impôts différés actifs	16.3	2 626	2 171
Actif non courant		195 202	182 933
Stocks	24	14 747	14 204
Clients et comptes rattachés	25	23 176	21 892
Actifs financiers courants	36	20 752	17 847
Actifs d'impôts courants		600	554
Autres débiteurs courants	26	8 793	7 239
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	4 701	5 096
Actif courant		72 769	66 832
Actifs détenus en vue de leur vente	46	18	1 154
TOTAL DE L'ACTIF		267 989	250 919

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs (voir note 2).

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Capital	27	930	930
Réserves et résultats consolidés		34 261	33 277
Capitaux propres – part du Groupe		35 191	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	5 419	4 998
Total des capitaux propres	27	40 610	39 205
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	42 398	40 427
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 297	1 182
Provisions pour avantages du personnel	31	23 060	18 381
Autres provisions	32	1 841	1 480
Provisions non courantes	28	68 596	61 470
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	44 346	43 454
Passifs financiers non courants	38	47 274	41 413
Autres créiteurs non courants	35	4 956	5 001
Impôts différés passifs	16.3	4 315	4 242
Passif non courant		169 487	155 580
Provisions courantes	28	5 254	4 834
Fournisseurs et comptes rattachés	34	14 864	14 157
Passifs financiers courants	38	14 184	14 647
Dettes d'impôts courants		441	1 340
Autres créiteurs courants	35	23 149	21 156
Passif courant		57 892	56 134
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		267 989	250 919

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créiteurs (voir note 2).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		5 433	5 392
Pertes de valeur/(reprises)		1 189	617
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		8 981	9 245
Produits et charges financiers		1 068	1 488
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		672	369
Plus ou moins-values de cession		(1 311)	(880)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(1 041)	(1 711)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 991	14 520
Frais financiers nets décaissés		(1 752)	(1 719)
Impôts sur le résultat payés		(2 614)	(1 936)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		10 625	10 865
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		1 308	749
Investissements incorporels et corporels	43.2	(13 721)	(13 042)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		314	229
Variations d'actifs financiers		(294)	357
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(12 393)	(11 707)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		355	162
Dividendes versés par EDF	27.3	(2 327)	(2 144)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(229)	(301)
Achats/ventes d'actions propres		2	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 199)	(2 279)
Émissions d'emprunts		6 894	5 158
Remboursements d'emprunts		(7 470)	(8 263)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	3 970	6 125
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(388)	(103)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		177	171
Subventions d'investissement reçues		239	87
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 422	3 175
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 223	896
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(545)	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(545)	54
Incidence des variations de change		113	14
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		17	16
Incidence des reclassements		20	(23)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	4 701	5 096

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

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

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31/12/2012	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	4 854	31 111
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽¹⁾	–	–	–	–	–	–	262	262
Capitaux propres au 31/12/2012 retraités ⁽¹⁾	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	5 116	31 373
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	(746)	1 171	53	478	(88)	390
Résultat net	–	–	–	–	3 517	3 517	241	3 758
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	(746)	1 171	3 570	3 995	153	4 148
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	6 125	6 125	–	6 125
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(103)	(103)	–	(103)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 315)	(2 315)	(297)	(2 612)
Achats/ventes d'actions propres	–	(14)	–	–	–	(14)	–	(14)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	6	–	–	–	165	171	–	171
Autres variations	–	–	–	–	91	91	26	117
Capitaux propres au 31/12/2013 retraités ⁽¹⁾	930	(47)	847	62	32 415	34 207	4 998	39 205
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	1 877	(1 206)	(4 561)	(3 890)	187	(3 703)
Résultat net	–	–	–	–	3 701	3 701	72	3 773
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	1 877	(1 206)	(860)	(189)	259	70
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée ⁽³⁾	–	–	–	–	3 970	3 970	–	3 970
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(388)	(388)	–	(388)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 327)	(2 327)	(221)	(2 548)
Achats/ventes d'actions propres	–	6	–	–	–	6	–	6
Autres variations	–	–	–	–	(88)	(88)	383	295
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2014	930	(41)	2 724	(1 144)	32 722	35 191	5 419	40 610

(1) Les données publiées au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture 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.

(3) Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour 3 970 millions d'euros net des coûts de transaction (voir note 3.5).

(4) 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.

Sommaire

Annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	13	Note 10	Charges de personnel	48
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	13	10.1	Charges de personnel	48
1.2	Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2014	13	10.2	Effectifs moyens	48
1.3	Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	14	Note 11	Impôts et taxes	48
Note 2	Comparabilité des exercices	29	Note 12	Autres produits et charges opérationnels	49
2.1	Changement de méthodes comptables	29	12.1	Subventions d'exploitation	49
2.2	Changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs	30	12.2	Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations	49
2.3	Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2013	31	12.3	Autres produits et charges	49
2.4	Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2013	31	Note 13	Pertes de valeur/reprises	49
2.5	Impact sur le bilan au 31 décembre 2013	32	13.1	Pertes de valeur par catégories d'immobilisations	49
2.6	Impact sur le bilan au 31 décembre 2012	34	13.2	Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur	50
2.7	Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2013	36	Note 14	Autres produits et charges d'exploitation	51
Note 3	Opérations et événements majeurs	37	Note 15	Résultat financier	52
3.1	Dalkia	37	15.1	Coût de l'endettement financier brut	52
3.2	Edison	39	15.2	Effet de l'actualisation	52
3.3	Accord avec Exelon sur CENG	40	15.3	Autres produits et charges financiers	52
3.4	EDF Energy : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point	40	Note 16	Impôts sur les résultats	53
3.5	Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	40	16.1	Ventilation de la charge d'impôt	53
3.6	Accord entre EDF et Exeltium	40	16.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	53
3.7	Opérations et événements majeurs de l'exercice 2013	41	16.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	54
Note 4	Évolutions réglementaires en France	41	16.4	Ventilation des impôts différés par nature	54
4.1	Tarifs réglementés	41	Note 17	Résultat net et résultat net dilué par action	55
4.2	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4)	41	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES	56	
4.3	Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky)	42	Note 18	Goodwill	56
4.4	Loi NOME et ARENH	42	18.1	Variation des goodwill	56
4.5	Projet de loi sur la transition énergétique	42	18.2	Répartition des goodwill par secteur opérationnel	56
4.6	Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014	42	Note 19	Autres actifs incorporels	57
Note 5	Évolutions du périmètre de consolidation	43	Note 20	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	58
5.1	EDF Norte Fluminense	43	20.1	Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	58
5.2	Prise de participation dans Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	43	20.2	Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	58
5.3	Cession de South Stream Transport BV	43	Note 21	Immobilisations en concessions des autres activités	59
5.4	Fusion d'entités du Groupe	43	21.1	Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	59
5.5	Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2013	43	21.2	Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)	59
Note 6	Informations sectorielles	44	Note 22	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	60
6.1	Informations par secteur opérationnel	44	22.1	Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	60
6.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	46	22.2	Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	60
COMPTE DE RÉSULTAT	47		22.3	Contrats de location-financement	61
Note 7	Chiffre d'affaires	47			
Note 8	Achats de combustible et d'énergie	47			
Note 9	Autres consommations externes	47			

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Note 23	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	61	Note 41	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	93
23.1	RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	62	41.1	Couverture de juste valeur	93
23.2	CENG	63	41.2	Couverture de flux de trésorerie	94
23.3	Alpiq	63	41.3	Couverture d'investissements nets à l'étranger	94
Note 24	Stocks	64	41.4	Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	94
Note 25	Clients et comptes rattachés	64	41.5	Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	96
25.1	Créances échues/non échues	65	Note 42	Instruments dérivés non qualifiés de couverture	96
25.2	Opérations de titrisations	65	42.1	Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	97
Note 26	Autres débiteurs	65	42.2	Dérivés de change détenus à des fins de transaction	97
Note 27	Capitaux propres	66	42.3	Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	98
27.1	Capital social	66	FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS		
27.2	Actions propres	66	99		
27.3	Distributions de dividendes	66	Note 43	Flux de trésorerie	99
27.4	Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	66	43.1	Variation du besoin en fonds de roulement	99
27.5	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	66	43.2	Investissements incorporels et corporels	99
Note 28	Provisions	67	Note 44	Engagements hors bilan	99
Note 29	Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	68	44.1	Engagements donnés	99
29.1	Provisions nucléaires en France	68	44.2	Engagements reçus	104
29.2	Provisions nucléaires d'EDF Energy	73	Note 45	Passifs éventuels	105
Note 30	Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	75	45.1	Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW	105
Note 31	Provisions pour avantages du personnel	75	45.2	Réseau d'Alimentation Général – rejet du pourvoi de la Commission européenne	105
31.1	Groupe EDF	75	45.3	Contrôles fiscaux	106
31.2	France	77	45.4	Litiges en matière sociale	106
31.3	Royaume-Uni	80	45.5	ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques	106
Note 32	Autres provisions	82	Note 46	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	107
Note 33	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	82	Note 47	Actifs dédiés d'EDF	107
Note 34	Fournisseurs et comptes rattachés	83	47.1	Réglementation	107
Note 35	Autres créditeurs	83	47.2	Composition et évaluation des actifs dédiés	107
35.1	Avances et acomptes reçus	83	47.3	Valorisation des actifs dédiés d'EDF	108
35.2	Dettes fiscales	83	47.4	Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014	108
35.3	Produits constatés d'avance sur contrats long terme	83	47.5	Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	109
ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS		84	Note 48	Parties liées	109
Note 36	Actifs financiers courants et non courants	84	48.1	Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	109
36.1	Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	84	48.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	109
36.2	Détail des actifs financiers	84	48.3	Rémunération des organes d'administration et de direction	110
36.3	Prêts et créances financières	85	Note 49	Environnement	111
36.4	Variation des actifs financiers hors dérivés	86	49.1	Droits d'émission de gaz à effet de serre	111
Note 37	Trésorerie et équivalents de trésorerie	86	49.2	Certificats d'économies d'énergie	111
Note 38	Passifs financiers courants et non courants	87	49.3	Certificats d'énergie renouvelable	111
38.1	Répartition courant/non courant des passifs financiers	87	Note 50	Événements postérieurs à la clôture	111
38.2	Emprunts et dettes financières	87	50.1	Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	111
38.3	Endettement financier net	90	Note 51	Périmètre de consolidation	112
Note 39	Autres informations sur les actifs et passifs financiers	91	51.1	Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2014	112
39.1	Juste valeur des instruments financiers	91	51.2	Société détenue sous forme d'activités conjointes au 31 décembre 2014	113
39.2	Compensation d'actifs et de passifs financiers	92	51.3	Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2014	114
Note 40	Gestion des risques marchés et de contrepartie	92	51.4	Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2014	114

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 par la Société, directement ou indirectement, consolidées par intégration globale ;
- les quotes-parts d'actifs, de passifs, de produits et de charges issues des partenariats qualifiés d'activités conjointes ;
- les participations dans les entreprises associées et les coentreprises, 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 2014 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 11 février 2015. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 19 mai 2015.

➤ Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen n° 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 2014 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2013 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées du changement de méthode comptable lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2014

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2014 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2013, 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 2014

1.2.1.1 Changement de méthode comptable – première application des normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12

Les normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ont été publiées en mai 2011. Ces normes ont été adoptées par l'Union européenne le 29 décembre 2012.

Elles ont été complétées par :

- des amendements aux normes existantes IAS 27 (2011) « États financiers individuels » et IAS 28 (2011) « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » ;
- des amendements aux normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 concernant leurs « Dispositions transitoires » ;
- des amendements aux normes IFRS 10, IFRS 12 et IAS 27 concernant l'exemption de consolidation applicable aux « Entités d'investissement ».

L'ensemble de ces normes et amendements est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2014 et appliqué de façon rétrospective conformément à IAS 8. Les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2.

IFRS 10 « États financiers consolidés »

La norme IFRS 10 remplace les dispositions relatives aux états financiers consolidés qui figuraient dans la norme IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » et dans l'interprétation SIC 12 « Consolidation – entités *ad hoc* ».

La norme IFRS 10 introduit un nouveau modèle unique de contrôle fondé sur l'appréciation du contrôle lorsque le Groupe est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec une entité et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci.

IFRS 11 « Partenariats »

La norme IFRS 11 remplace la norme IAS 31 « Participations dans des coentreprises » et l'interprétation SIC 13 « Entités contrôlées conjointement – apports non monétaires par des coentrepreneurs ». Cette norme définit la manière dont doit être traité un partenariat à travers lequel au moins deux parties exercent un contrôle conjoint.

Selon IFRS 11, il existe deux types de partenariats : les coentreprises et les activités conjointes.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) ont des droits directs sur les actifs et des obligations au titre des passifs de l'entité.

En application de la norme IFRS 11, les partenariats qualifiés de coentreprises doivent être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de l'intégration proportionnelle n'étant plus autorisée). Chacun des coparticipants à une activité conjointe doit comptabiliser, ligne à ligne, les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités »

La norme IFRS 12 précise les informations à fournir au titre des intérêts détenus dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et/ou des entités structurées non consolidées.

1.2.1.2 Autres normes et interprétations

Les textes suivants, d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2014, n'ont pas eu d'impact sur les comptes consolidés du Groupe :

- l'amendement à la norme IAS 32 « Compensation des actifs financiers et des passifs financiers » ;
- les amendements à la norme IAS 39 « Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture » ;
- les amendements à la norme IAS 36 « Dépréciations des actifs – informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers ».

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2014 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

Les textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2014 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation sont les suivants :

- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – cotisations des membres du personnel » ;
- l'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes ».

Le Groupe estime que l'application future des amendements à IAS 19 n'aurait pas d'impact significatif sur ces comptes consolidés annuels.

L'interprétation IFRIC 21 a été publiée en mai 2013 par le Comité d'interprétation des IFRS (IFRS IC) pour clarifier le fait générateur de la provision relative à tous les droits ou taxes (*levies*) autres que les impôts sur les bénéfices. Ce texte, adopté par l'Union européenne le 13 juin 2014, sera appliqué par le groupe EDF dès le 1^{er} janvier 2015, avec application rétrospective aux comptes consolidés publiés en 2014.

Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont l'exigibilité est déclenchée par le fait d'être en activité à une date spécifiée, ou par l'atteinte d'un certain seuil d'activité. Des débats sont en cours sur la nature de la contrepartie des dettes fiscales, car l'interprétation renvoie à d'autres normes pour déterminer s'il s'agit d'une charge ou d'un actif. Une vue consiste à considérer que la taxe doit être comptabilisée en charge lorsqu'elle est reconnue au passif selon IFRIC 21, car il s'agirait d'un coût administratif. Selon une vue alternative, ces taxes constituent un coût de production au sens d'IAS 2, qu'il convient donc d'intégrer au coût des ventes sur une période n'excédant pas un an, en cohérence avec le principe de rattachement des charges aux produits de la norme IAS 18 « Produit des activités ordinaires ».

Dans ce contexte, le Groupe a saisi l'IFRS IC à propos de cette diversité d'analyses sur la contrepartie du passif reconnu au titre d'IFRIC 21 pour certaines taxes sur actifs nécessaires à la production de services, et entrant dans le champ de l'interprétation (notamment les taxes liées à l'énergie et la taxe foncière en France). L'IFRS IC a décidé de ne pas trancher le débat, qui n'a pas d'effet sur les résultats annuels mais uniquement sur les résultats semestriels.

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, son application aurait en revanche pour conséquence la constatation d'un passif net significatif lié au changement de méthode de comptabilisation de certaines créances et dettes fiscales.

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 :

- la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » ;
- la norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- les amendements à IAS 16 et à IAS 38 « Clarification sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IFRS 11 « Acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise ».

Sous réserves d'approbation par l'Union européenne, la norme IFRS 15 sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. Le Groupe est en cours de revue de l'ensemble des contrats significatifs avec ses clients afin d'être en mesure de déterminer l'impact potentiel de cette nouvelle norme sur la reconnaissance du chiffre d'affaires (en termes d'évaluation et de rythme de comptabilisation).

Le chiffre d'affaires du Groupe est constitué essentiellement par des produits issus des contrats de vente d'énergie et de prestations de services associées (dans certains cas sous forme d'offres groupées).

La revue en cours par le Groupe consiste à :

- analyser les contrats de vente d'énergie et de prestations de services par grandes typologies de contrats au regard des obligations de prestations identifiées dans ces contrats, valorisées et comptabilisées conformément à la norme IFRS 15 ;
- analyser au cas par cas les autres contrats de vente significatifs n'entrant pas dans une typologie particulière, notamment au regard des critères d'identification des obligations de prestations et d'allocation du prix de transaction définis par la norme IFRS 15.

Sous réserves d'approbation par l'Union européenne, la norme IFRS 9 sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018.

Cette norme introduit une nouvelle approche de classification de l'ensemble des actifs financiers, qui modifiera les règles de classification et d'évaluation appliquées actuellement par le Groupe en application de la norme IAS 39 « Instruments financiers : classification et évaluation ».

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.

Pour le cas particulier des durées d'amortissement, 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 macroéconomiques 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 réestimation 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 réestimations 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, au taux d'inflation 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 2014 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2014 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 macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

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

1.3.2.4 Instruments financiers

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

1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

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

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

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.7 Actifs d'impôts différés

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

1.3.2.8 Intérêts détenus dans d'autres entités

Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

1.3.2.9 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

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle 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 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel,

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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 participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles 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 et des coentreprises » du compte de résultat.

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

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 dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010 – date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée –, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle 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 est retenue lorsqu'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 la transaction.

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

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles 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 Impôts sur les résultats

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

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, les effets d'impôt relatifs aux distributions aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doivent être comptabilisés conformément à ce principe général. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les

résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt courant 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 et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats 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 éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur, et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

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

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

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

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

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

1.3.10 Regroupements d'entreprises

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

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

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de

l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction.

En application de la norme IFRS 10, toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou 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 étapes, 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 participations ne donnant pas le contrôle 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 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 et de coentreprises 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 et coentreprises ».

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 (*Unit of Production method*, UOP), 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 ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4).

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 de production 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 « Coûts d'emprunt ».

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 hors production et distribution de chaleur, 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 quatre 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 ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

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.

1.3.13.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concessions de services ».

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 (voir note 1.3.11.2).

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 ;

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

- 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 au 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 indéfinie.

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

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'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 à 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 47.

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 note 1.3.16.1.6).

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

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

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

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

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

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

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

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

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

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

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

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

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

1.3.16.1.5 Passifs financiers

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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 de 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 les variations de valeur liées à l'effet de change et à l'effet de taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêt 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 :

- 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 à 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 en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia ;
- 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.

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 émis par EDF 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 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.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs et pour contrats onéreux 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 et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

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 ».

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.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire 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 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.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées 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 liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.27).

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.

1.3.22 Avantages du personnel

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

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

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

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

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;

- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

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

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

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nettes des produits des actifs de couverture, évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications ou 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, Électricité de Strasbourg, PEI, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe Tiru.

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail - maladies professionnelles et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État, en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la Sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

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.

Comptes consolidés

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

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 droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de secours immédiat : 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 droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois 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 12 derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, 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 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 française, les salariés d'une société ou d'un groupe peuvent bénéficier d'augmentations de capital qui leur sont réservées. L'entreprise peut également 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 1,7 % 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 4,4 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,4 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle simulation pour l'exercice 2014 :

- Impacts sur le compte de résultat

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>		2014
Résultat d'exploitation		605
Résultat financier		(525)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		80

- Impacts bilan – capitaux propres

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>		2014
À l'ouverture		2 015
À la clôture		2 095

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 en « Autres créditeurs » 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, depuis le 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant dans certains pays (dont la France) la suppression de l'allocation gratuite de droits d'émission aux entreprises de production d'électricité.

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

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

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

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

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

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

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

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

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'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 est 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 n° 2009/28/CE (modifiant et abrogeant notamment la Directive n° 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) ;
- 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'économies d'énergie (CEE)

En application de la Directive n° 2012/27/CE relative à l'efficacité énergétique, les États membres sont tenus d'atteindre un objectif d'économies d'énergie d'ici 2020. Cet objectif peut notamment être atteint par la mise en place d'un dispositif de certificats d'économies d'énergie semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005.

Dans ce cadre, 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'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies 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 la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation.

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 ;
- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures chargées 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

Les normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 sont d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2014 et appliquées de façon rétrospective conformément à IAS 8.

2.1.1 Application d'IFRS 10

La nouvelle définition du contrôle donnée par IFRS 10 ne modifie pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe.

Dans le cadre d'une analyse globale des intérêts qu'il détient dans d'autres entités, le Groupe s'est fondé plus particulièrement sur son jugement pour analyser, notamment, les entités suivantes :

- Le groupe EDF détient 100 % du capital de RTE Réseau de Transport d'Électricité mais, depuis 2010 et la mise en conformité de la gouvernance de cette société avec la Directive n° 2009/72 (CE du 13 juillet 2009) et sa déclinaison en droit français, EDF n'exerce plus de contrôle (exclusif ou conjoint) sur RTE. Le Groupe dispose d'une influence notable sur la société du fait qu'il désigne un tiers des membres du Conseil de surveillance. RTE est donc pour le Groupe EDF une entreprise associée consolidée par mise en équivalence selon les prescriptions d'IAS 28 révisée.
- Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) constitués pour permettre à EDF d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces fonds sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.
- Le Groupe détient, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens suite à une transaction avec F2i finalisée le 6 novembre 2014 (voir note 3.2.2). La gouvernance et les accords

contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent à Edison le contrôle exclusif de cette entité malgré la détention d'une part minoritaire. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

2.1.2 Application d'IFRS 11

L'application d'IFRS 11 conduit 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 sont considérées comme des activités conjointes (consolidation des actifs, passifs, charges et produits relatifs aux intérêts détenus).

Les principales entités concernées par un passage en mise en équivalence sont Dalkia International (cédée le 25 juillet 2014), CENG, Estag, SSE (cédée le 27 novembre 2013) et certaines filiales d'EDF Énergies Nouvelles et d'Edison.

Pour déterminer le type de partenariat auquel une entreprise contrôlée conjointement appartient, le Groupe a analysé dans quelle mesure les partenaires bénéficient de la quasi-totalité des avantages économiques associés aux actifs et sont en substance responsables en continu du règlement des passifs. Lorsque ces deux conditions sont remplies, le partenariat est qualifié d'activités conjointes. Dans le cas contraire, l'entité est qualifiée de coentreprise.

2.1.3 Application d'IFRS 12

L'application d'IFRS 12 se traduit par des informations complémentaires présentées en annexe aux comptes consolidés, notamment sur les participations dans les entreprises associées et les coentreprises (voir note 23), sur les participations ne donnant pas le contrôle (voir note 27.5), sur les entités structurées (RTE, Fonds Communs de Placement Réservés cotés et non cotés – voir note 2.1.3.1), et sur les restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs (voir note 2.1.3.2).

2.1.3.1 Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

Les informations financières résumées de ces FCPR sont les suivantes :

(en millions d'euros)	Nature des risques	Valeur des actifs au 31/12/2014
Star Capitol America	Exposé aux actions américaines	323
MLAD Europe	Exposé aux actions européennes	74
CDC AD Europe	Exposé aux actions européennes	77
CAPITAL AD Europe	Exposé aux actions européennes	73
AGF PIMCO AD Global Bonds	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	56
Aberdeen AD Interbonds	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	54
Casablanca	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	151
Autres	Exposés aux actions internationales	37
FCPR cotés		845
FCPR non cotés	Exposés aux actions non cotées	52
TOTAL		897

2.1.3.2 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 47 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, ERDF, RTE et Dalkia) et dans une moindre mesure en Italie, Pologne et Hongrie (voir notes 1.3.13 et 1.3.24) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis).

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions particulièrement importantes.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6).

2.2 Changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs

Au 31 décembre 2013, un reclassement de 1 924 millions d'euros a été comptabilisé des « Autres débiteurs courants » vers les « Autres débiteurs non courants », sans impact sur le total de l'actif au bilan. Ce montant correspond principalement à la part à plus d'un an d'autres créances d'exploitation et de charges constatées d'avance.

Au 31 décembre 2013, un reclassement de 1 084 millions d'euros a été comptabilisé des « Autres créditeurs courants » vers les « Autres créditeurs non courants », sans impact sur le total des capitaux propres et du passif au bilan. Ce montant correspond principalement à la part à plus d'un an de subventions d'investissement présentées en « Autres créditeurs – autres dettes ».

2.3 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Chiffre d'affaires	75 594	(3 678)	71 916
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	1 567	(38 116)
Autres consommations externes	(9 027)	740	(8 287)
Charges de personnel	(11 879)	588	(11 291)
Impôts et taxes	(3 533)	52	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	5 293	65	5 358
Excédent brut d'exploitation	16 765	(666)	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières premières hors activités de <i>trading</i>	14	–	14
Dotations aux amortissements	(7 516)	362	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(228)	1	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 012)	395	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	388	(169)	219
Résultat d'exploitation	8 411	(77)	8 334
Coût de l'endettement financier brut	(2 403)	141	(2 262)
Effet de l'actualisation	(2 982)	51	(2 931)
Autres produits et charges financiers	2 296	(45)	2 251
Résultat financier	(3 089)	147	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 322	70	5 392
Impôts sur les résultats	(1 942)	46	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	375	(113)	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 755	3	3 758
Dont résultat net – part du Groupe	3 517	–	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	238	3	241

2.4 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Résultat net consolidé	3 755	3	3 758
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	515	–	515
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	662	(2)	660
Écarts de conversion	(829)	5	(824)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	348	3	351
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	39	–	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	39	–	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	387	3	390
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	4 142	6	4 148

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.5 Impact sur le bilan au 31 décembre 2013

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2013 retraité
Goodwill	9 206	(125)	–	9 081
Autres actifs incorporels	7 976	(116)	–	7 860
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	48 796	–	–	48 796
Immobilisations en concessions des autres activités	7 518	(68)	–	7 450
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	69 013	(4 452)	–	64 561
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	7 813	3 666	–	11 479
Actifs financiers non courants	30 324	(713)	–	29 611
Autres débiteurs non courants	–	–	1 924	1 924
Impôts différés actifs	2 839	(668)	–	2 171
Actif non courant	183 485	(2 476)	1 924	182 933
Stocks	14 550	(346)	–	14 204
Clients et comptes rattachés	22 137	(245)	–	21 892
Actifs financiers courants	17 770	77	–	17 847
Actifs d'impôts courants	560	(6)	–	554
Autres débiteurs courants	9 221	(58)	(1 924)	7 239
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 459	(363)	–	5 096
Actif courant	69 697	(941)	(1 924)	66 832
Actifs détenus en vue de leur vente	3 619	(2 465)	–	1 154
TOTAL DE L'ACTIF	256 801	(5 882)	–	250 919

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2013 retraité
Capital	930	–	–	930
Réserves et résultats consolidés	33 277	–	–	33 277
Capitaux propres – part du Groupe	34 207	–	–	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 663	335	–	4 998
Total des capitaux propres	38 870	335	–	39 205
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	40 985	(558)	–	40 427
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 193	(11)	–	1 182
Provisions pour avantages du personnel	18 542	(161)	–	18 381
Autres provisions	1 755	(275)	–	1 480
Provisions non courantes	62 475	(1 005)	–	61 470
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	43 454	–	–	43 454
Passifs financiers non courants	42 877	(1 464)	–	41 413
Autres créditeurs non courants	3 955	(38)	1 084	5 001
Impôts différés passifs	5 004	(762)	–	4 242
Passif non courant	157 765	(3 269)	1 084	155 580
Provisions courantes	4 848	(14)	–	4 834
Fournisseurs et comptes rattachés	14 312	(155)	–	14 157
Passifs financiers courants	14 912	(265)	–	14 647
Dettes d'impôts courants	1 348	(8)	–	1 340
Autres créditeurs courants	22 457	(217)	(1 084)	21 156
Passif courant	57 877	(659)	(1 084)	56 134
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	2 289	(2 289)	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	256 801	(5 882)	–	250 919

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.6 Impact sur le bilan au 31 décembre 2012

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2012 retraité
Goodwill	10 412	(1 012)	–	9 400
Autres actifs incorporels	7 625	(292)	–	7 333
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	–	–	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	(40)	–	7 142
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	(6 420)	–	61 418
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	7 587	5 384	–	12 971
Actifs financiers non courants	30 471	(937)	–	29 534
Autres débiteurs non courants	–	–	1 551	1 551
Impôts différés actifs	3 421	(782)	–	2 639
Actif non courant	181 758	(4 099)	1 551	179 210
Stocks	14 213	(542)	–	13 671
Clients et comptes rattachés	22 497	(1 045)	–	21 452
Actifs financiers courants	16 433	196	–	16 629
Actifs d'impôts courants	582	(29)	–	553
Autres débiteurs courants	8 486	(221)	(1 551)	6 714
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	(839)	–	5 035
Actif courant	68 085	(2 480)	(1 551)	64 054
Actifs détenus en vue de leur vente	241	–	–	241
TOTAL DE L'ACTIF	250 084	(6 579)	–	243 505

(1) Données publiées en 2013, correspondant aux données publiées en 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée.

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2012 retraité
Capital	924	–	–	924
Réserves et résultats consolidés	25 333	–	–	25 333
Capitaux propres – part du Groupe	26 257	–	–	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	262	–	5 116
Total des capitaux propres	31 111	262	–	31 373
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	(546)	–	38 639
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	(12)	–	1 078
Provisions pour avantages du personnel	19 119	(283)	–	18 836
Autres provisions	1 873	(521)	–	1 352
Provisions non courantes	61 267	(1 362)	–	59 905
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	–	–	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	(1 767)	–	45 213
Autres créditeurs non courants	4 218	(55)	1 134	5 297
Impôts différés passifs	5 601	(892)	–	4 709
Passif non courant	160 617	(4 076)	1 134	157 675
Provisions courantes	3 882	(55)	–	3 827
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	(757)	–	13 886
Passifs financiers courants	17 521	(1 299)	–	16 222
Dettes d'impôts courants	1 224	(21)	–	1 203
Autres créditeurs courants	21 037	(633)	(1 134)	19 270
Passif courant	58 307	(2 765)	(1 134)	54 408
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	49	–	–	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	250 084	(6 579)	–	243 505

(1) Données publiées en 2013, correspondant aux données publiées en 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.7 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 322	70	5 392
Pertes de valeur/(reprises)	1 012	(395)	617
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 445	(200)	9 245
Produits et charges financiers	1 587	(99)	1 488
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	266	103	369
Plus ou moins-values de cession	(882)	2	(880)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 783)	72	(1 711)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	14 967	(447)	14 520
Frais financiers nets décaissés	(1 799)	80	(1 719)
Impôts sur le résultat payés	(1 979)	43	(1 936)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 189	(324)	10 865
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	648	101	749
Investissements incorporels et corporels	(13 327)	285	(13 042)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	240	(11)	229
Variations d'actifs financiers	164	193	357
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(12 275)	568	(11 707)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	95	67	162
Dividendes versés par EDF	(2 144)	-	(2 144)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(318)	17	(301)
Achats/ventes d'actions propres	4	-	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(2 363)	84	(2 279)
Émissions d'emprunts	5 746	(588)	5 158
Remboursements d'emprunts	(8 654)	391	(8 263)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	6 125	-	6 125
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(103)	-	(103)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	171	-	171
Subventions d'investissement reçues	89	(2)	87
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	3 374	(199)	3 175
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 011	(115)	896
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	129	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	5 874	(839)	5 035
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	129	54
Incidence des variations de change	4	10	14
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	(7)	16
Incidence des reclassements	(367)	344	(23)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 459	(363)	5 096

➤ Note 3 Opérations et événements majeurs

3.1 Dalkia

3.1.1 Historique des opérations

EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par VE. Dans ce cadre, VE a versé en net au groupe EDF un montant de 661 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. Ce versement prévu initialement pour 550 millions d'euros a été ajusté sur le périmètre définitif de la transaction, sans impact financier significatif par rapport au schéma initialement envisagé.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et à la levée des autres conditions suspensives, le Groupe a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec VE sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

Cette opération permettra au Groupe de développer sa présence dans le domaine des services énergétiques.

3.1.2 Caractéristiques des activités de Dalkia en France

Dalkia, leader en France sur le marché des services d'efficacité énergétique pour les collectivités et industriels, développe des offres dans trois domaines d'activité : réseaux de chaleur et de froid, utilités industrielles et services énergétiques aux bâtiments. Les activités de Dalkia en France (hors Citelum) emploient environ 12 000 personnes.

Le sous-groupe Citelum est également inclus dans les activités de Dalkia en France reprises par le groupe EDF. Citelum propose des solutions en lien avec les équipements électriques urbains en France et à l'international (lumière urbaine, gestion des déplacements, équipements de sécurisation et de communication dans l'espace public).

3.1.3 Traitement comptable dans les comptes consolidés d'EDF

La cession de la participation du groupe EDF dans Dalkia International est intervenue le 25 juillet 2014, date à laquelle toutes les conditions suspensives ont été levées et les offres entièrement déclarées inconditionnelles. Sur l'opération, une plus-value de cession a été comptabilisée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

La prise de contrôle exclusif des activités de Dalkia en France et de Citelum (désignées sous la terminologie « Dalkia ») étant intervenue concomitamment, leur consolidation par intégration globale est mise en œuvre dans les comptes consolidés du groupe EDF à compter du 25 juillet 2014. Conformément à la norme IFRS 3, les actifs et passifs identifiables de Dalkia ont été comptabilisés à leur juste valeur à cette date. Ces valorisations ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

L'acquisition de Dalkia se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par les éléments suivants :

- un résultat de cession, résultant d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur à la date de prise de contrôle, comptabilisé en « Autres produits et charges d'exploitation » ;
- la constatation d'un goodwill provisoire de 392 millions d'euros.

3.1.4 Dalkia – Détermination du résultat de cession

Le résultat de cession relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia se compose de deux éléments :

- un résultat de cession de Dalkia International correspondant à la différence entre le prix de cession et la valeur nette consolidée des actifs cédés ;
- un résultat de cession correspondant à la différence entre la valeur nette consolidée et la juste valeur de la participation du Groupe dans Dalkia à la date de prise de contrôle, en application d'IFRS 3.

La juste valeur correspond au prix versé par le groupe EDF à VE pour la prise de contrôle de Dalkia.

Ce résultat de cession est comptabilisé sur l'exercice 2014 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ». Il a été déterminé comme suit.

(en millions d'euros)

(A) Prix de cession de Dalkia International	1 407
(B) Juste valeur de Dalkia	382
(C) Valeur nette comptable des actifs cédés (Dalkia International)	1 200
Valeur nette comptable des participations	
(D) antérieurement détenues (Dalkia)	412
Effet de recyclage des gains et pertes	
(E) comptabilisés directement en capitaux propres	40
(A + B - C - D + E) RÉSULTAT DE CESSION	217

3.1.5 Éléments du bilan d'ouverture de Dalkia dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition

3.1.5.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire

La juste valeur des actifs et passifs identifiables de Dalkia correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base des données prévisionnelles disponibles de Dalkia et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire de Dalkia au 25 juillet 2014 (en base 100 %) s'établit comme suit :

ACTIF

(en millions d'euros)	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Goodwill	112	(112)	–
Autres actifs incorporels	558	206	764
Immobilisations corporelles	630	–	630
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	50	–	50
Actifs financiers	255	(11)	244
Impôts différés actifs	129	20	149
Stocks	221	51	272
Clients et comptes rattachés	755	–	755
Actifs d'impôts courants	25	–	25
Autres débiteurs	470	–	470
Trésorerie et équivalents de trésorerie	214	–	214
TOTAL DE L'ACTIF	3 419	154	3 573

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Capital	220	–	220
Réserves et résultats consolidés	539	(23)	516
Capitaux propres – part du Groupe	759	(23)	736
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	7	–	7
Total des capitaux propres	766	(23)	743
Provisions	272	81	353
Passifs financiers	795	6	801
Impôts différés passifs	124	90	214
Fournisseurs et comptes rattachés	578	–	578
Dettes d'impôts courants	24	–	24
Autres créditeurs	860	–	860
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	3 419	154	3 573

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

- Annulation des goodwill historiques pour (112) millions d'euros.
- Ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 206 millions d'euros, dont :

- création d'un actif incorporel représentatif de la marque « Dalkia » pour 130 millions d'euros.

La marque a été valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires. Étant donné la notoriété de la marque Dalkia en France et la volonté du Groupe d'en maintenir un usage à long terme, sa durée de vie a été considérée comme étant indéfinie ;

- revalorisation des contrats clients associés aux concessions de production et de distribution de chaleur pour 68 millions d'euros.

La juste valeur des contrats clients de Dalkia a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés déterminés à partir des données historiques et prévisionnelles. Les travaux de

revalorisation ont porté sur une sélection de contrats significatifs représentant environ 60 % de la marge d'activité totale et de la valeur nette consolidée des actifs associés. En raison notamment de procédures d'appels d'offres systématiques dans un environnement concurrentiel fort et d'un horizon de temps lointain (les contrats valorisés ont une durée de vie résiduelle de 12 à 13 ans), aucune hypothèse de renouvellement des contrats clients n'a été prise en compte pour la détermination de leur juste valeur.

- Impôts différés nets pour (70) millions d'euros.

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

- Autres ajustements de juste valeur.

Les autres ajustements de juste valeur concernent principalement la réévaluation de stocks de travaux en cours de Dalkia et les ajustements de juste valeur des actifs et passifs de Citelum.

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

- taux de redevance utilisés pour la valorisation de la marque « Dalkia » ;
- conditions financières des contrats de concession de production et de distribution de chaleur ;
- taux d'actualisation retenu.

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

3.1.5.2 Détermination du goodwill provisoire

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

(en millions d'euros)

Juste valeur des titres antérieurement détenus	382
Prix d'acquisition de la participation	746
Contrepartie transférée au 25 juillet 2014 (A)	1 128
Juste valeur de l'actif net de Dalkia acquis	736
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	736
GOODWILL PROVISoire (A) - (B)	392

3.1.7 Effets de la prise de contrôle de Dalkia sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 2014

Si l'opération de prise de contrôle de Dalkia était intervenue au 1^{er} janvier 2014, les impacts sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe auraient été les suivants :

(en millions d'euros)	2014 publié	2014 pro forma ⁽¹⁾	Variation
Chiffre d'affaires	72 874	74 318	1 444
Excédent brut d'exploitation	17 279	17 384	105
Résultat net – part du Groupe	3 701	3 737	36

(1) Données 2014 avec intégration globale de Dalkia à compter du 1^{er} janvier 2014 (à compter du 25 juillet 2014 pour les données publiées).

3.2 Edison

3.2.1 Renégociation des contrats gaz d'approvisionnement à long terme

Le 29 août 2014, le tribunal de la Chambre de commerce de Stockholm a notifié à Edison et Promgas sa décision sur la révision du prix du gaz avec la Russie. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 80 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2014 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

Les arbitrages et accords intervenus sur l'exercice 2013 et relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec Rasgas (Qatar) et Sonatrach (Algérie) se sont traduits par un impact positif de 813 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2013 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

3.1.6 Impact de l'opération sur le résultat net et l'endettement financier net du Groupe

La contribution de Dalkia et Citelum à l'excédent brut d'exploitation du Groupe de la date d'acquisition – soit le 25 juillet 2014 – au 31 décembre 2014 s'élève à 18 millions d'euros.

Les impacts de l'opération sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition de Dalkia	746
Prix de cession de Dalkia International	(1 407)
Encaissement net (soulte)	(661)
Remboursement des titres subordonnés à durée indéterminée souscrit par Dalkia International auprès d'EDF	(144)
Total encaissements	(805)
Intégration de l'endettement financier net de Dalkia	571
Effet de la variation de périmètre	571
AUGMENTATION/(DIMINUTION) DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	(234)

3.2.2 Accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i pour la création d'un nouvel ensemble dans l'énergie renouvelable

Le 6 novembre 2014, Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ont finalisé leurs accords autour de la création du troisième opérateur italien dans le secteur des énergies renouvelables, contrôlant une capacité de 600 MW (principalement éolienne) suite au regroupement des unités exploitées par Edison Énergie Speciali (Edens) et de certaines des unités qu'EDF Énergies Nouvelles Italia exploite.

Ce nouvel acteur du renouvelable s'appuiera sur la combinaison des compétences d'Edison en matière de gestion et optimisation de production d'électricité, et d'EDF Énergies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance. La capacité et les compétences financières de ce nouvel ensemble seront renforcées par la présence d'un partenaire stratégique tel que F2i, un investisseur institutionnel de long terme doté d'une longue expérience dans le secteur de l'énergie.

Les actionnaires de la société créée sont F2i, à hauteur de 70 %, et une holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles, pour les 30 % restants.

La gouvernance définie et les accords contractuels associés permettent à Edison, en application des principes comptables en vigueur, de consolider la société en intégration globale.

3.3 Accord avec Exelon sur CENG

Après obtention de l'approbation de l'Autorité de Sécurité Nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), EDF a finalisé, le 1^{er} avril 2014, l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux États-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Par ailleurs, CENG a versé au Groupe un dividende exceptionnel d'un montant de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros), dont le versement a été financé par un prêt accordé à CENG par Exelon. Dès la fin du remboursement de ce prêt, CENG s'est engagé à verser également à Exelon un dividende d'une valeur actualisée équivalente à 400 millions de dollars américains. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à la juste valeur – exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette opération, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un Conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF. Néanmoins, l'examen des clauses du nouvel accord, au regard des critères d'analyse des nouvelles normes IFRS 10 et IFRS 11, conduit à considérer que CENG devient pour le groupe EDF, à compter du 1^{er} avril 2014, une entreprise associée (coentreprise avant cette date). CENG est donc consolidée par mise en équivalence.

3.4 EDF Energy : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne a approuvé les principaux termes des accords entre le groupe EDF et le gouvernement britannique pour la construction de la centrale de Hinkley Point C située dans le Somerset. Cette décision fait suite à un examen rigoureux et détaillé des accords mené pendant 12 mois par la Commission européenne dans le cadre des règles de l'Union européenne sur les aides d'État. L'obtention de l'autorisation de la Commission européenne marque une nouvelle étape importante pour le projet, faisant notamment suite à : la délivrance du permis de construire et des licences concernant le site nucléaire, l'approbation de la conception du réacteur EPR par le régulateur britannique et l'accord sur les termes commerciaux du projet en octobre 2013, que sont le prix d'exercice du *Contract for Difference* (CfD) sur une durée de 35 ans (à partir de la date de mise en service) et l'éligibilité au programme national de garantie de financement des infrastructures (Infrastructure UK).

Les prochaines étapes préalables à une décision finale d'investissement incluent notamment : la conclusion d'accords avec les partenaires stratégiques et financiers du projet ; l'approbation par la Commission européenne et le gouvernement britannique des dispositions relatives au contrat de transfert des déchets ; la mise en place de la garantie de financement dans le cadre du programme « Infrastructure UK » ; la finalisation du CfD et des contrats avec les principaux fournisseurs.

3.5 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 américains 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.

Les options de remboursement de cette émission sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon la devise (entre 8 et 15 ans) puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal, par exemple).

La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les devises. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF, du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF.

L'ensemble de ces caractéristiques confèrent à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, cette émission est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 3 970 millions d'euros.

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

3.6 Accord entre EDF et Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché.

Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons, puis dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global.

Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité de long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

3.7 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2013

3.7.1 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 ».

3.7.2 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 en 2013 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.

➤ Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 Tarifs réglementés

4.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à un recours en annulation exercé par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015. La publication au *Journal officiel* du rectificatif tarifaire 2012 a eu lieu le 31 juillet 2014.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 921 millions d'euros (dont 908 millions d'euros relatifs à EDF) a été comptabilisé en 2014 dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Après prise en compte de divers coûts afférents à ce rattrapage tarifaire, l'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2014 s'élève à 744 millions d'euros.

4.1.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les tarifs bleus, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le Gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le Gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que

d'une rémunération normale. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été effectivement inférieures aux 5 % annoncés en 2013. Elles ont été en moyenne de 2,5 % pour le Tarif Bleu résidentiel, 3,7 % pour le Tarif Vert, 2,5 % pour le Tarif Jaune. Le Tarif Bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

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

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014 a été publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 et ont baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014. Cette baisse correspond à l'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte 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. Ce point fait l'objet d'un article dans le projet de loi relative à la transition énergétique voté en première lecture à l'Assemblée nationale le 14 octobre 2014.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation. En outre, le 27 mai 2014, la CRE a décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure est applicable du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015. Elle représentera un montant total d'environ 60 millions d'euros. Cette perte de recettes pour RTE deviendra mécaniquement une créance tarifaire grâce au mécanisme du CRCP et sera compensée dans le cadre des évolutions tarifaires des 1^{ers} août 2015 et 2016.

4.3 Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky)

Le déploiement des compteurs communicants s'inscrit dans le cadre des réglementations européenne et française relatives aux systèmes de comptages électriques. Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF de 2009 à 2011 sur la base de 300 000 compteurs. Le bilan effectué par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait alors conduit celle-ci à recommander dans sa délibération du 7 juillet 2011 la généralisation du système de compteurs communicants. 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 trois 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, qui a été attribué début août 2014 à six industriels. Ces entreprises livreront les premiers compteurs avant la fin de l'année 2015. ERDF a passé des appels d'offres pour la pose de millions de compteurs. Le déploiement des premiers compteurs dans les foyers devrait intervenir à partir de l'automne 2015.

Suite à la consultation publique ouverte le 30 avril 2014, la délibération de la CRE datée du 17 juillet 2014 relative au cadre de régulation tarifaire pour le projet Linky a été publiée au *Journal officiel* du 30 juillet 2014. Compte tenu de l'ampleur exceptionnelle de ce projet industriel (5 milliards d'euros investis entre 2014 et 2021 avec la pose de 35 millions de compteurs), un taux spécifique de rémunération des actifs a été établi sur une durée de 20 ans.

4.4 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros, qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est en cours d'examen par la Commission européenne, qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et sur la base des informations dont elle disposait à cette date que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015.

4.5 Projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long termes.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici à 2050, ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici à 2050 avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc actuellement en exploitation.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE.

Le processus législatif se poursuit avec l'examen du texte par le Sénat début 2015.

4.6 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 a été transposée au régime des IEG par le décret n° 2014-698 du 25 juin 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions ont été prises en compte dans l'évaluation des engagements du Groupe dès le 31 décembre 2013.

➤ Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Outre l'acquisition par le Groupe des activités du groupe Dalkia et la cession des activités de Dalkia International décrite en note 3.1, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2014 concernent les entités suivantes.

5.1 EDF Norte Fluminense

5.1.1 Acquisition des intérêts minoritaires

Le 11 avril 2014, le groupe EDF a acquis les 10 % détenus par le brésilien Petrobras dans la centrale thermique EDF Norte Fluminense SA au Brésil. Le Groupe détient désormais 100 % du capital de la société. L'acquisition de la participation de Petrobras se traduit par un impact négatif de 35 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe résultant de la différence entre la quote-part d'actifs acquis et le prix payé.

5.1.2 Prise de participation dans la Compagnie Énergétique de SINOP

En décembre 2014, EDF Norte Fluminense a pris une participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de SINOP (CES), chargée de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de SINOP. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras.

La construction du barrage d'une puissance installée de 400 MW a démarré au printemps 2014, et sa mise en service commerciale est prévue au second semestre 2017.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de CES conclut à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.2 Prise de participation dans Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.

En avril 2014, le groupe EDF et l'électricien China Datang Corporation (CDT) ont signé un accord pour une prise de participation du Groupe à hauteur de 49 % dans la société Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (FPC). Cette coentreprise construira et exploitera une centrale ultra-supercritique au charbon de deux unités de 1 000 MW chacune, dont la construction vient d'être lancée sur le site de Fuzhou, dans le sud-est de la Chine. La mise en service de la centrale est prévue en 2016.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de FPC conclut à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.3 Cession de South Stream Transport BV

Le 29 décembre 2014, EDF et Gazprom ont signé un accord pour le rachat par Gazprom de la participation de 15 % du groupe EDF, via sa filiale EDF International, dans le projet de gazoduc de South Stream Transport BV.

Dans ce cadre et conformément aux accords préexistants, EDF International a ainsi récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet.

5.4 Fusion d'entités du Groupe

- En Pologne : la société EDF Wybrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA, entité détenue à 97,26 % par le groupe EDF.
- En Italie : les sociétés Transalpina di Energia SRL et Wagram Holding 4 SpA ont fusionné pour former Transalpina di Energia SpA (TdE SpA), entité détenue à 100 % par EDF et portant la participation du Groupe dans Edison. À l'issue de cette opération de fusion, la participation du Groupe dans Edison s'établit à 97,40 % (inchangée par rapport au 31 décembre 2013).

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

5.5 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2013

Les principales évolutions du périmètre de consolidation intervenues sur l'exercice 2013 sont présentées en note 3.7.

➤ 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 intersecteurs. 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 SpA 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 2014

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	39 910	10 160	12 687	5 603	4 514	-	72 874
Chiffre d'affaires inter-secteur	931	-	3	193	1 374	(2 501)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 841	10 160	12 690	5 796	5 888	(2 501)	72 874
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	12 198	1 941	886	632	1 622	-	17 279
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 238	810	228	(356)	1 064	-	7 984
Bilan :							
Goodwill	-	8 652	-	42	1 000	-	9 694
Immobilisations incorporelles et corporelles	96 404	14 531	8 915	4 206	12 328	-	136 384
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 109	51	219	5 028	582	-	10 989
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	31 147	4 919	3 862	1 126	7 686	-	48 740
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	18	-	18
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	62 164
TOTAL ACTIF	132 660	28 153	12 996	10 402	21 614	-	267 989
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(5 343)	(1 007)	(714)	(385)	(491)	-	(7 940)
Pertes de valeur	(35)	(169)	(182)	(606)	(197)	-	(1 189)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	2 998	729	730	962	-	5 419
Investissements corporels et incorporels	9 025	1 585	444	511	2 156	-	13 721

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

6.1.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	40 210	9 782	12 689	6 349	2 886	–	71 916
Chiffre d'affaires inter-secteur	762	–	2	223	1 005	(1 992)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 972	9 782	12 691	6 572	3 891	(1 992)	71 916
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 778	1 992	1 059	814	1 456	–	16 099
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 229	1 021	243	(178)	1 019	–	8 334
Bilan :							
Goodwill	–	8 140	–	337	604	–	9 081
Immobilisations incorporelles et corporelles	91 702	13 286	9 256	4 327	10 096	–	128 667
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 134	47	217	5 116	965	–	11 479
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	29 443	4 560	3 869	1 130	6 257	–	45 259
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	1 154	–	1 154
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	55 279
TOTAL ACTIF	126 279	26 033	13 342	10 910	19 076	–	250 919
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(4 698)	(903)	(716)	(397)	(440)	–	(7 154)
Pertes de valeur	(71)	(7)	(88)	(371)	(80)	–	(617)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	2 783	439	867	909	–	4 998
Investissements corporels et incorporels	9 015	1 339	339	392	1 957	–	13 042

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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
2014 :						
Chiffre d'affaires externe :						
– dont France	26 030	14 317	–	460	(897)	39 910
– dont International et autres activités	29 428	588	245	2 703	–	32 964
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 458	14 905	245	3 163	(897)	72 874
2013 :						
Chiffre d'affaires externe :						
– dont France	25 789	14 699	–	310	(588)	40 210
– dont International et autres activités	29 715	806	219	966	–	31 706
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 504	15 505	219	1 276	(588)	71 916

Le chiffre d'affaires « Autres » inclut un effet périmètre de 1 621 millions d'euros du fait de l'acquisition de Dalkia le 25 juillet 2014, correspondant à une activité de services énergétiques.

Compte de résultat

➤ Note 7 Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2014	2013
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	70 449	69 653
Autres ventes de biens et de services	1 515	1 416
Trading	910	847
CHIFFRE D'AFFAIRES	72 874	71 916

Les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets du rattrapage tarifaire 2012 pour 921 millions d'euros (voir note 4.1.1) et l'effet de périmètre lié à l'intégration de Dalkia à compter du 25 juillet 2014 pour 1 456 millions d'euros.

Retraité de ces éléments, le chiffre d'affaires de l'exercice 2014 est en baisse, principalement du fait de moindres volumes vendus en raison d'un climat défavorable dans la plupart des pays européens dans lesquels le Groupe opère (et notamment en France).

➤ 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)	2014	2013
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 307)	(12 639)
Achats d'énergie	(15 380)	(15 900)
Charges de transport et d'acheminement	(9 316)	(9 134)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(122)	(125)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	421	(318)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(36 704)	(38 116)

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.

➤ Note 9 Autres consommations externes

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

(en millions d'euros)	2014	2013
Services extérieurs	(11 316)	(10 539)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 707)	(2 218)
Production stockée et immobilisée	4 673	4 260
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	169	210
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 181)	(8 287)

➤ Note 10 Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Rémunérations	(7 426)	(7 027)
Charges de Sécurité sociale	(1 668)	(1 543)
Intéressement et participation	(257)	(230)
Autres contributions liées au personnel	(373)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(242)	(232)
Avantages à court terme	(9 966)	(9 420)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(852)	(805)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(723)	(933)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 575)	(1 738)
Autres avantages à long terme	(237)	(122)
Indemnités de fin de contrat	(7)	(11)
Autres charges de personnel	(244)	(133)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 785)	(11 291)

10.2 Effectifs moyens

	2014	2013
Statut IEG	103 088	101 732
Autres	44 936	38 142
EFFECTIFS MOYENS	148 024	139 874

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

La hausse observée en 2014 est principalement liée à l'entrée de périmètre de Dalkia.

➤ Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Impôts et taxes sur rémunérations	(243)	(236)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 494)	(1 476)
Autres impôts et taxes	(1 856)	(1 769)
IMPÔTS ET TAXES	(3 593)	(3 481)

➤ Note 12 Autres produits et charges opérationnels

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

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
Subventions d'exploitation	12.1	6 116	5 310
Résultat de déconsolidation	12.2	254	301
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	(153)	(100)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(195)	(208)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(142)	(140)
Autres produits et charges	12.3	(212)	195
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 668	5 358

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 5 888 millions d'euros en 2014 (5 103 millions d'euros en 2013). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque, 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 2014 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 225 millions d'euros (188 millions d'euros en 2013) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 17 millions d'euros (62 millions d'euros en 2013).

12.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent notamment en 2013 et 2014 les effets au titre des exercices antérieurs des renégociations favorables à Edison dans le cadre des litiges et arbitrages 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	2014	2013
Pertes de valeur sur goodwill	18	(298)	(129)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(74)	(56)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(832)	(432)
Autres éléments		15	-
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(1 189)	(617)

En 2013, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (617) millions d'euros étaient principalement relatives à EDF Luminus pour (229) millions d'euros et EDF Polska pour (127) millions d'euros.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Les pertes de valeur enregistrées en 2014 s'élèvent à (1 189) 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 2014, 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 2014 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	6,7 %	–	–
Italie	Marque Edison	7,9 % – 9,5 %	2,0 %	–
Autre international	Goodwill EDF Luminus	6,5 %	1,9 %	(281)
Autres activités	Goodwill et marque Dalkia	7,0 %	1,7 %	–
Autres pertes de valeur sur goodwill				(17)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉFINIE				(298)

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 2014 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	CCGT et stockage gaz	Baisse des <i>spreads</i>	6,5 % – 6,7 %	(169)
Italie	Actifs d'Edison	Baisse des prix de l'électricité	6,9 % – 8,9 %	(167)
Autre international	Actifs d'EDF Luminus en Belgique	Baisse des prix de l'électricité	6,5 %	(305)
Autres activités	Stockage gaz en Allemagne	Baisse des <i>spreads</i> saisonniers	6,0 %	(46)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Nouvelles réglementations	5,1 % – 9,7 %	(127)
Autres pertes de valeur sur actifs				(92)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(906)

Hypothèses générales

Les taux d'actualisation sur les pays de référence sont relativement stables entre 2013 et 2014, la baisse du taux sans risque ayant été compensée par une hausse de la prime de risque de marché.

Les scénarios de long terme confirment les tensions durables sur les marchés de l'énergie en Europe. La baisse des prix, la baisse de la demande, l'essor des énergies renouvelables et les surcapacités pèsent notamment sur la rentabilité des moyens de production traditionnels.

Dans ce contexte, des mécanismes de rémunération de capacité sont envisagés sur le plan réglementaire afin de maintenir sur le réseau des actifs de production assurant la pointe et de fournir un signal prix suffisant pour déclencher les investissements nécessaires à la sécurité du réseau. Ces mécanismes ont été considérés au cas par cas dans les tests, en fonction de l'avancement de la réglementation.

Royaume Uni – EDF Energy

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 652 millions d'euros au 31 décembre 2014. Il résulte de l'acquisition entre 1998 et 2009 par le groupe EDF des différentes activités aujourd'hui en opération au Royaume-Uni.

La valeur recouvrable de l'ensemble EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie. La durée d'utilité des unités de production tient compte de l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de la mise en service de deux EPR d'une durée de vie de 60 ans sur le site d'Hinkley Point.

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 ainsi que d'une rémunération de capacité pour l'ensemble des actifs.

Pour le projet de construction de deux EPR sur le site d'Hinkley Point, les projections prennent en compte les prix de vente de l'électricité fondés 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 sur un horizon de 35 ans : 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 de 1 point n'entraînerait pas de dépréciation du goodwill.

Une perte de valeur de (169) millions d'euros a par ailleurs été comptabilisée sur certains actifs d'EDF Energy :

- (115) millions d'euros sur le CCGT West Burton mis en service en 2013 en raison de la dégradation durable des *spark spreads* ;
- (54) millions d'euros sur un actif de stockage gaz dont la mise en service des premières cavités est prévue en 2015. Deux facteurs principaux sous-tendent cette dépréciation : la réduction du nombre de cavités pouvant être développées, d'une part, et la forte baisse de la volatilité sur le marché du gaz, d'autre part.

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. La société mène actuellement une politique d'assainissement de sa base de clients particuliers conduisant à une réduction des revenus associés à court terme. Toutefois, la notoriété de la marque et les marges réalisées sur les clients du portefeuille sont en amélioration.

Concernant les autres actifs d'Edison, la baisse des prix de gros a conduit à la comptabilisation de (167) millions d'euros de pertes de valeur portant notamment sur les actifs de production hydrauliques et éoliens.

Des analyses de sensibilité ont été réalisées sur les activités d'exploration-production d'Edison en tenant compte de la baisse des prix du pétrole. Ces analyses ne conduisent pas à comptabiliser de dépréciation sur les actifs dans les comptes consolidés du Groupe.

Autre international

EDF Luminus

La poursuite de la baisse des prix de l'électricité associée à un environnement toujours très difficile pour les énergéticiens en Belgique a conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur d'un montant total de (586) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs au goodwill (intégralement déprécié au 31 décembre 2014).

La majoration de 0,5 point du CMPC aurait un impact négatif de (104) millions d'euros sur la valeur recouvrable.

EDF Luminus est copropriétaire avec Electrabel à hauteur de 10,2 % des centrales Doel 3 et Tihange 2, pour un montant de 190 millions d'euros dans le bilan au 31 décembre 2014. Ces deux centrales sont à l'arrêt depuis mars 2014 pour réaliser un programme de tests approfondis des cuves. L'Agence fédérale de contrôle nucléaire statuera sur l'autorisation de redémarrage au vu d'un dossier de justification à remettre par Electrabel. Electrabel estime que les centrales resteront indisponibles jusqu'au 1^{er} juillet 2015. Cette indisponibilité a été prise en compte dans le test de perte de valeur du goodwill.

Autres activités

Allemagne – stockage gaz

Une perte de valeur de (46) millions d'euros a été constatée sur un stockage gaz en Allemagne détenu en cocontrôle avec EnBW. L'actif souffre en effet de la dégradation durable des *spreads* saisonniers.

EDF Énergies Nouvelles

Au 31 décembre 2014, (127) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre des différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles.

Ces dépréciations concernent essentiellement l'Italie (changements réglementaires sur le renouvelable), le Mexique (difficultés opérationnelles sur un parc) et les États-Unis (projets en développement).

➤ Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2014 intègrent les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia (voir note 3.1.4) ;
- une charge de (388) millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A – voir note 29.1.3).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2013 intègrent les 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 4.6) ;
- une provision pour risques de (174) millions d'euros relative à la participation d'EDF dans SLOE, centrale à cycle combinés gaz aux Pays-Bas ;
- des charges de restructuration pour (55) millions d'euros relatives aux activités du Groupe en Belgique et dans certains pays d'Europe centrale.

➤ Note 15 Résultat financier

15.1 Coût de l'endettement financier brut

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 207)	(2 266)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(10)	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	3	11
Résultat net de change sur endettement	(29)	(6)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 243)	(2 262)

15.2 Effet de l'actualisation

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

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 273)	(1 243)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(1 633)	(1 580)
Autres provisions et avances	(90)	(108)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 996)	(2 931)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3).

15.3 Autres produits et charges financiers

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	17	16
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 258	1 057
Produits (charges) sur autres actifs financiers	376	373
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	16	120
Autres charges financières	(191)	(252)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	124	(102)
Rendement des actifs de couverture	594	560
Intérêts d'emprunts capitalisés	494	479
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 688	2 251

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 2014, 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 894 millions d'euros (714 millions d'euros en 2013).

➤ 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)	2014	2013
Impôts courants	(2 115)	(2 069)
Impôts différés	276	173
TOTAL	(1 839)	(1 896)

En 2014, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 499) millions d'euros et des autres filiales pour (616) millions d'euros (respectivement (1 545) millions d'euros et (524) millions d'euros en 2013).

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

(en millions d'euros)	2014	2013
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 433	5 392
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	38,00 %	38,00 %
Charge théorique d'impôt	(2 065)	(2 049)
Différences de taux d'imposition	87	341
Différences permanentes	34	(80)
Impôts sans base	94	(135)
Actifs d'impôts différés non reconnus	8	20
Autres	3	7
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 839)	(1 896)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	33,85 %	35,16 %

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2014 et 2013 est affecté à la hausse par les pertes de valeur. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2014 et en 2013 respectivement à 32,2 % et à 34,0 %.

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

- pour 2014 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 87 millions d'euros,
 - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 111 millions d'euros ;
- pour 2013 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 341 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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Impôts différés actifs	2 171	2 639
Impôts différés passifs	(4 242)	(4 709)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{ER} JANVIER	(2 071)	(2 070)
Variation en résultat net	276	174
Variation en capitaux propres	258	(192)
Écarts de conversion	(101)	61
Mouvements de périmètre	(67)	25
Autres mouvements	16	(69)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 689)	(2 071)
Dont impôts différés actifs	2 626	2 171
Dont impôts différés passifs	(4 315)	(4 242)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2014 est liée à hauteur de 241 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((103) millions d'euros sur l'exercice 2013).

16.4 Ventilation des impôts différés par nature

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Impôts différés :		
Immobilisations	(7 072)	(7 270)
Provisions pour avantages du personnel	7 723	5 963
Autres provisions et dépréciations	318	719
Instruments financiers	179	298
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	839	694
Autres	261	(67)
Impôts différés actifs et passifs	2 248	337
Impôts différés actifs non reconnus	(3 937)	(2 408)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 689)	(2 071)

Au 31 décembre 2014, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 937 millions d'euros (2 408 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette économie d'impôt potentielle est liée au 31 décembre 2014 à hauteur de 3 097 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 2013).

➤ Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 701	3 517
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(388)	(103)
Effet des instruments dilutifs	–	–
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	3 313	3 414
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 858 467 505	1 852 523 933
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 858 467 505	1 852 523 933
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,78	1,84
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,78	1,84

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

➤ Note 18 Goodwill

18.1 Variation des goodwill

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Valeur nette comptable à l'ouverture	9 081	9 400
Acquisitions	394	6
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	(298)	(129)
Écarts de conversion	573	(179)
Autres mouvements	(56)	(17)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	9 694	9 081
Valeur brute à la clôture	10 624	9 716
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(930)	(635)

En 2014, les variations observées sont liées principalement à :

- des acquisitions résultant à hauteur de 392 millions d'euros de la prise de contrôle de Dalkia ;
- des pertes de valeur pour (298) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour 573 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2013, les variations observées sont liées principalement à :

- des pertes de valeur pour (129) millions d'euros, dont (102) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour (179) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
EDF Energy	8 652	8 140
Total Royaume-Uni	8 652	8 140
EDF Luminus (Belgique)	-	281
Autres	42	56
Total Autre international	42	337
Dalkia	392	-
EDF Énergies Nouvelles	179	176
Autres	429	428
Total Autres activités	1 000	604
TOTAL GROUPE	9 694	9 081

➤ Note 19 Autres actifs incorporels

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

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
Logiciels	2 104	542	(134)	42	46	1	2 601
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	813	–	–	–	–	(3)	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	826	898	(1 082)	23	9	–	674
Autres immobilisations incorporelles	4 591	232	(7)	24	710	(5)	5 545
Immobilisations incorporelles en cours	1 974	234	–	17	–	(5)	2 220
Valeurs brutes	10 308	1 906	(1 223)	106	765	(12)	11 850
Amortissements et dépréciations	(2 448)	(743)	233	(24)	–	16	(2 966)
VALEURS NETTES	7 860	1 163	(990)	82	765	4	8 884

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2014 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 601 millions d'euros (voir note 3.1).

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (74) millions d'euros a été enregistrée en 2014.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 550 millions d'euros en 2014.

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	1 686	562	(120)	(13)	–	(11)	2 104
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	838	–	–	(1)	–	(24)	813
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	516	1 052	(739)	–	–	(3)	826
Autres immobilisations incorporelles	4 429	215	(9)	(1)	(60)	17	4 591
Immobilisations incorporelles en cours	1 757	171	–	(2)	–	48	1 974
Valeurs brutes	9 226	2 000	(868)	(17)	(60)	27	10 308
Amortissements et dépréciations	(1 893)	(770)	136	9	35	35	(2 448)
VALEURS NETTES	7 333	1 230	(732)	(8)	(25)	62	7 860

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2013 la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros.

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.

➤ 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)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	48 746	47 425
Immobilisations en cours	1 511	1 371
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	50 257	48 796

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 31/12/2013	2 256	78 371	3 488	84 115
Augmentations ⁽¹⁾	123	3 470	278	3 871
Diminutions	(16)	(622)	(170)	(808)
Autres mouvements	(2)	21	4	23
Valeurs brutes au 31/12/2014	2 361	81 240	3 600	87 201
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(1 209)	(33 265)	(2 216)	(36 690)
Dotations nettes aux amortissements	(43)	(206)	(152)	(401)
Diminutions	14	499	163	676
Autres mouvements ⁽²⁾	(10)	(1 934)	(96)	(2 040)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(1 248)	(34 906)	(2 301)	(38 455)
Valeurs nettes au 31/12/2013	1 047	45 106	1 272	47 425
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	1 113	46 334	1 299	48 746

(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)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	6 495	6 421
Immobilisations en cours	1 356	1 029
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 851	7 450

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 31/12/2013	1 492	10 231	601	848	13 172
Augmentations	22	389	17	47	475
Diminutions	(1)	(19)	(1)	(10)	(31)
Écarts de conversion	9	45	(32)	47	69
Mouvements de périmètre	1	–	–	–	1
Autres mouvements	(4)	41	1	(13)	25
Valeurs brutes au 31/12/2014	1 519	10 687	586	919	13 711
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(819)	(4 982)	(302)	(648)	(6 751)
Dotations nettes aux amortissements	(32)	(335)	(17)	(55)	(439)
Pertes de valeur nettes de reprises	–	(20)	–	–	(20)
Diminutions	1	16	1	8	26
Écarts de conversion	(1)	(22)	16	(43)	(50)
Mouvements de périmètre	–	–	–	–	–
Autres mouvements	2	18	–	(2)	18
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(849)	(5 325)	(302)	(740)	(7 216)
Valeurs nettes au 31/12/2013	673	5 249	299	200	6 421
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	670	5 362	284	179	6 495

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	50 342	47 839
Immobilisations en cours	18 813	16 432
Immobilisations financées par location-financement	237	290
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	69 392	64 561

Au 31 décembre 2014, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni, et à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

Des pertes de valeur pour (61) millions d'euros et pour (34) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2014 respectivement sur des

immobilisations en cours et sur des immobilisations financées par location-financement.

Au 31 décembre 2013, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours s'élevaient à (214) millions d'euros, dont (125) millions d'euros relatifs au projet de construction d'une centrale à charbon supercritique en Pologne.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2013	11 830	61 399	19 473	29	13 273	106 004
Augmentations	613	3 059	1 358	1	2 572	7 603
Diminutions	(83)	(977)	(242)	–	(512)	(1 814)
Écarts de conversion	35	726	205	–	485	1 451
Mouvements de périmètre	2	–	(4)	–	(316)	(318)
Autres mouvements	5	79	62	(13)	(121)	12
Valeurs brutes au 31/12/2014	12 402	64 286	20 852	17	15 381	112 938
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(6 545)	(37 550)	(9 204)	(3)	(4 863)	(58 165)
Dotations nettes aux amortissements	(346)	(2 499)	(914)	(1)	(906)	(4 666)
Pertes de valeur nettes de reprises	(2)	(198)	(317)	–	(200)	(717)
Diminutions	53	858	217	–	322	1 450
Écarts de conversion	11	(242)	(87)	–	(106)	(424)
Mouvements de périmètre	5	–	(10)	–	35	30
Autres mouvements	–	(109)	(1)	–	6	(104)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(6 824)	(39 740)	(10 316)	(4)	(5 712)	(62 596)
Valeurs nettes au 31/12/2013	5 285	23 849	10 269	26	8 410	47 839
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	5 578	24 546	10 536	13	9 669	50 342

22.3 Contrats de location-financement

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	58	15	32	11	58
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	643	65	230	348	595

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 et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2014			31/12/2013	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
RTE	T	100,00	5 109	379	5 134	494
CENG ⁽²⁾	P	49,99	2 621	(101)	2 784	(152)
Alpiq	P, D, A, T	25,00	735	(193)	947	(214)
Dalkia	A	-	-	8	363	22
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises						
			2 524	86	2 251	112
TOTAL			10 989	179	11 479	262

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

(2) Passage de CENG de coentreprise à entreprise associée suite à l'accord du 1^{er} avril 2014 avec Exelon (voir note 3.3).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC), Estag, Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles et Edison.

Sur l'exercice 2014, (425) millions d'euros de dépréciations ont été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, dont :

- (122) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3) ;

- (206) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des dépréciations passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 23.3.2) ;
- (83) millions d'euros sur la participation dans la coentreprise Estag, correspondant à une dépréciation du goodwill existant au niveau du groupe EDF.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	15 132	14 420
Actifs courants	3 000	2 161
Total actif	18 132	16 581
Capitaux propres	5 109	5 134
Passifs non courants	8 623	8 182
Passifs courants	4 400	3 265
Total des capitaux propres et du passif	18 132	16 581
Chiffre d'affaires	4 461	4 702
Excédent brut d'exploitation	1 687	1 788
Résultat net	379	494
Endettement financier net	7 877	7 459
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(154)	31
Dividendes versés au Groupe	250	209

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2014, 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 2014, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 150 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2014 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 96 millions d'euros et 142 millions d'euros ;

- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 282 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via un prêt d'un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2014 (inchangé par rapport au 31 décembre 2013). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 36 millions d'euros sur l'exercice 2014.

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

23.2 CENG

23.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	9 968	8 331
Actifs courants	1 019	873
Total actif	10 987	9 204
Capitaux propres	5 243	5 569
Passifs non courants	5 481	3 473
Passifs courants	263	162
Total des capitaux propres et du passif	10 987	9 204
Chiffre d'affaires	1 140	1 169
Excédent brut d'exploitation	285	374
Résultat net	(202)	(304)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	594	(27)
Dividendes versés au Groupe	315	–

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2014, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

Les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America) prévoient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. À compter du 1^{er} janvier 2015 et jusqu'à la fin de l'exploitation respective des différentes centrales, le Groupe achètera 49,99 % de la production de CENG à prix de marché. L'accord signé avec Exelon en juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 ne modifie pas ces contrats d'achat d'électricité, sauf en cas d'exercice par le Groupe de l'option de vente de ses actions CENG à Exelon.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 4,6 TWh en 2014.

Autres opérations

En application de l'accord signé avec Exelon, CENG a versé au groupe EDF le 1^{er} avril 2014 un dividende exceptionnel de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros).

23.2.3 Pertes de valeur

En 2014, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans CENG pour un montant de (122) millions d'euros. Cette perte de valeur a été calculée selon la méthodologie usuelle des tests de dépréciation en vigueur dans le Groupe (actualisation des flux de trésorerie d'exploitation, hypothèses Groupe). Elle résulte d'une dégradation des courbes de prix long terme en 2014.

En 2013, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG ont été comptabilisées pour un montant de (146) millions d'euros.

23.3 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 et les coentreprises ».

23.3.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2013
Actifs non courants	7 411
Actifs courants	4 419
Total actif	11 830
Capitaux propres ⁽¹⁾	4 756
Passifs non courants	4 480
Passifs courants	2 594
Total des capitaux propres et du passif	11 830
Chiffre d'affaires	7 623
Excédent brut d'exploitation	642
Résultat net	15
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	115
Dividendes versés au Groupe	11

(1) Dont 828 millions d'euros d'emprunts hybrides.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient principalement de l'emprunt hybride émis par Alpiq, auquel le Groupe n'a pas souscrit en 2013.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2014 est de 509 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société, du fait notamment du faible niveau de flottant.

23.3.2 Pertes de valeur

En 2014, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans Alpiq pour un montant de (206) millions d'euros. Elles concernent majoritairement des centrales hydroélectriques, des projets de centrales en Suisse ainsi que les contrats de prélèvement et de livraison à long terme, compte tenu des prix de marché et du contexte réglementaire difficile.

En 2013, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq ont été comptabilisées pour un montant de (284) millions d'euros.

➤ Note 24 Stocks

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 807	(14)	10 793	10 539	(14)	10 525
Autre combustible	1 916	(11)	1 905	2 023	(4)	2 019
Autres matières premières	1 586	(266)	1 320	1 343	(253)	1 090
En-cours de production de biens et services	197	(45)	152	90	(24)	66
Autres stocks	596	(19)	577	523	(19)	504
TOTAL STOCKS	15 102	(355)	14 747	14 518	(314)	14 204

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 943 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 733 millions d'euros au 31 décembre 2013).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 593 millions d'euros au 31 décembre 2014 (686 millions d'euros au 31 décembre 2013).

➤ Note 25 Clients et comptes rattachés

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	21 343	19 611
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 108	3 313
Dépréciations	(1 275)	(1 032)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	23 176	21 892

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

25.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	24 451	(1 275)	23 176	22 924	(1 032)	21 892
dont créances échues de moins de 6 mois	1 606	(245)	1 361	1 724	(308)	1 416
dont créances échues de 6 à 12 mois	662	(205)	457	626	(224)	402
dont créances échues de plus de 12 mois	1 339	(623)	716	1 125	(432)	693
dont total des créances échues	3 607	(1 073)	2 534	3 475	(964)	2 511
dont total des créances non échues	20 844	(202)	20 642	19 449	(68)	19 381

25.2 Opérations de titrisations

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	17	11
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	29	-
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 225	1 151

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 225 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 610 millions d'euros par le groupe Edison (1 151 millions d'euros en décembre 2013, dont 710 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)	31/12/2014	31/12/2013
Charges constatées d'avance	1 585	1 434
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	2 057	1 357
Créances TVA	2 678	2 272
Créances fiscales (hors TVA)	822	695
Autres créances d'exploitation	3 675	3 405
AUTRES DÉBITEURS	10 817	9 163
dont part non courante	2 024	1 924
dont part courante	8 793	7 239
dont valeurs brutes	10 896	9 245
dont dépréciation	(79)	(82)

La créance de CSPE correspond au produit à recevoir au 31 décembre 2014, 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.

➤ Note 27 Capitaux propres

27.1 Capital social

Au 31 décembre 2014, 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, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,7 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions autodétenues.

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 2014, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 682 181 actions pour une valeur de 41 millions d'euros.

27.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2013 de 1,25 euro par action.

27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2014			31/12/2013	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 998	155	2 783	220
EDF Luminus	36,5 %	539	(96)	648	(23)
EDF Investissements Groupe	4,5 %	515	19	527	17
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 367	(6)	1 040	27
TOTAL		5 419	72	4 998	241

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 montant du dividende majoré s'établit à 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2013, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2013 s'est élevé à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 6 juin 2014 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 10 décembre 2014, 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 2014, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2014 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour une valeur de 3 970 millions d'euros (nette des coûts de transaction). Les détails de cette émission sont présentés en note 3.5.

Au 31 décembre 2014, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, sur l'exercice 2014, une rémunération de 388 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 (103 millions d'euros en 2013).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. (anciennement British Energy), détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison (incluant au 31 décembre 2014 l'effet de la prise de participation de F2i dans Edens – voir note 3.2.2).

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	23 810	22 316
Actifs courants	3 549	3 427
Total actif	27 359	25 743
Capitaux propres	14 999	13 914
Passifs non courants	11 141	10 556
Passifs courants	1 219	1 273
Total des capitaux propres et du passif	27 359	25 743
Chiffre d'affaires	3 864	3 794
Résultat net	776	1 103
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	1 060	(398)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 335	1 361
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(622)	(505)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(809)	(1 099)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	528	792
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(96)	(243)
Incidence des variations de change	34	(21)
Autres incidences	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	466	528
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	(153)	(230)

➤ Note 28 Provisions

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014			31/12/2013		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 632	19 455	21 087	1 447	19 100	20 547
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		290	22 943	23 233	265	21 327	21 592
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 922	42 398	44 320	1 712	40 427	42 139
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	37	1 297	1 334	51	1 182	1 233
Provisions pour avantages du personnel	31	1 058	23 060	24 118	950	18 381	19 331
Autres provisions	32	2 237	1 841	4 078	2 121	1 480	3 601
TOTAL PROVISIONS		5 254	68 596	73 850	4 834	61 470	66 304

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

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

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

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

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

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	11 954	498	(997)	572	147	56	12 230
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 593	34	(240)	396	75	(1)	8 857
Provisions pour aval du cycle nucléaire	20 547	532	(1 237)	968	222	55	21 087
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 094	423	(186)	859	350	(43)	19 497
Provisions pour derniers cœurs	3 498	–	–	177	85	(24)	3 736
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21 592	423	(186)	1 036	435	(67)	23 233
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	42 139	955	(1 423)	2 004	657	(12)	44 320

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF Note 29.1	EDF Energy Note 29.2	Belgique	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	10 105	2 125	–	12 230
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	1 178	3	8 857
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2014	17 781	3 303	3	21 087
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2013	17 321	3 224	2	20 547
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	5 436	195	19 497
Provisions pour derniers cœurs	2 413	1 323	–	3 736
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2014	16 279	6 759	195	23 233
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2013	15 337	6 067	188	21 592

29.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.21 :

- 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 47).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	9 779	457	(648)	462	55	10 105
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	7 542	29	(240)	346	(1)	7 676
Provisions pour aval du cycle nucléaire		17 321	486	(888)	808	54	17 781
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	13 024	423	(164)	625	(42)	13 866
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 313	–	–	111	(11)	2 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		15 337	423	(164)	736	(53)	16 279
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		32 658	909	(1 052)	1 544	1	34 060

29.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, 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 (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées – soit environ 1 000 tonnes par an – sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, les provisions pour gestion du combustible usé comprennent 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 valorisables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision 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 évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats en cours conclus avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Déchets TFA et FMA	997	967
Déchets FAVL	521	499
Déchets HA-MAVL	6 158	6 076
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	7 676	7 542

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, géré par l'ANDRA.

29.1.2 Provisions pour 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 dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de fermeture, de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

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 (comprenant 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.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel - Graphite - Gaz).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

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 un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet CIGEO), l'ANDRA a réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs a permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis, qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier provisoire de chiffrage, envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation devrait porter notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs disposent ainsi d'un délai de deux mois pour communiquer leurs observations, qui seront intégrées dans le dossier qui sera soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin décembre 2014 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de un milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, le Groupe en traduirait les effets dans ses comptes.

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte 3 niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits...);
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets ;
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est une déconstruction immédiate après l'arrêt sans période d'attente de décroissance radioactive, conformément à la réglementation, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement. Si les opérations de niveau 1 doivent être effectuées en premier, certaines opérations de niveau 2 et 3 peuvent être effectuées en parallèle.

L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus, à l'exception de l'évacuation et stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 907	35	–	522	(42)	11 422
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 117	388	(164)	103	–	2 444
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 024	423	(164)	625	(42)	13 866

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été 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 de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant provisionnel équivalent à 309₂₀₁₃ euros par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international.

Ce changement d'estimation n'a pas d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, REP à Chooz A, et neutrons rapides à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Le choix effectué par EDF est de déconstruire intégralement les centrales de première génération à l'horizon 2040, en cohérence avec la mise à disposition d'exutoires pour les déchets issus de la déconstruction, à savoir :

- pour les déchets MAVL, dans l'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue pour 2017, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- pour les déchets FAVL, dans l'exutoire pour les déchets graphite dont la mise en service est prévue à l'horizon 2025.

L'évaluation de la provision est également conditionnée par l'obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les trois ans. Les devis établis en 2008 ont été ainsi revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Une révision complète des devis est prévue en 2015. Toutefois, les premiers travaux effectués dans ce cadre conduisent à réestimer la provision de 388 millions d'euros à fin décembre 2014 pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats. Cette variation s'est traduite au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Ces provisions couvrent 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

Calcul du taux d'actualisation

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

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur dix ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celles des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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 4,6 % au 31 décembre 2014, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 4,8 % et 1,9 % au 31 décembre 2013).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de 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 48 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).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 ans s'établit à 4,31 % au 31 décembre 2014.

Les travaux en cours depuis 2013 entre les exploitants nucléaires et l'administration française autour du dispositif réglementaire relatif au taux d'actualisation des provisions ont abouti, et leur traduction réglementaire devrait intervenir au cours du premier trimestre 2015. Avec le nouveau dispositif envisagé, le plafond de taux d'actualisation se serait établi au 31 décembre 2014 à environ à 4,8 %.

En attendant que le nouveau dispositif soit applicable, la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, le Ministre des Finances et des Comptes publics, et le Ministre de l'Économie, du Redressement Productif et du Numérique ont accordé au groupe EDF un délai supplémentaire jusqu'au 31 mars 2015 pour appliquer le taux d'actualisation conforme au dispositif alors en vigueur.

En conséquence, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2014 est le taux ressortant de la méthode usuelle de l'entreprise, soit 4,6 %.

29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	16 463	10 105	15 868	9 779
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 159	7 676	25 578	7 542
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	42 622	17 781	41 446	17 321
Déconstruction des centrales nucléaires	22 608	13 866	22 448	13 024
Derniers cœurs	4 050	2 413	3 979	2 313
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 658	16 279	26 427	15 337

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 2014 :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation					
		Sur la provision au bilan			Sur le résultat avant impôt		
		+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %	+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %
<i>(en millions d'euros)</i>							
Aval du cycle nucléaire :							
- gestion du combustible utilisé	10 105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
Déconstruction et derniers cœurs :							
- déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
- derniers cœurs	2 413	(64)	68	103	-	-	-
TOTAL	34 060	(1 047)	1 122	1 715	520	(571)	(877)

Pour l'exercice 2013 :

(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	9 779	(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)

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 10 062 millions d'euros au 31 décembre 2014 ;

- 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 financent. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013).

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

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écart de conversion	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	2 175	41	(349)	110	147	1	2 125
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 049	4	-	50	75	-	1 178
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 224	45	(349)	160	222	1	3 303
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	4 882	-	(22)	226	350	-	5 436
Provisions pour derniers cœurs	1 185	-	-	66	85	(13)	1 323
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	6 067	-	(22)	292	435	(13)	6 759
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	9 291	45	(371)	452	657	(12)	10 062

29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation

financière de British Energy. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

- 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 de 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 168 millions d'euros au 31 décembre 2014 ;
- 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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	3 192	2 125	3 228	2 175
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 741	1 178	7 132	1 049
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 933	3 303	10 360	3 224

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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	16 088	5 268	14 823	4 712

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 168 millions d'euros au 31 décembre 2014 – voir note 29.2.1).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A

à AA, également sur la durée plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (RPIJ).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2014 pour le calcul des passifs nucléaires est de 3,0 % (inchangé par rapport au 31 décembre 2013).

➤ 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 NUCLEAIRES AU 31/12/2014	589	88	521	136	1 334
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2013	572	66	489	106	1 233

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 2014 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)	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour avantages du personnel – part courante	1 058	950
Provision pour avantages du personnel – part non courante	23 060	18 381
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	24 118	19 331

31.1.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2013	34 190	(14 859)	19 331
Charge nette de l'exercice 2014	2 233	(594)	1 639
Écarts actuariels	7 088	(2 477)	4 611
Cotisations versées aux fonds	–	(667)	(667)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(1 525)	585	(940)
Écarts de conversion	504	(482)	22
Mouvements de périmètre	125	–	125
Autres variations	(3)	–	(3)
SOLDES AU 31/12/2014	42 616	(18 498)	24 118

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(792)	(948)
Coût des services passés	75	477
Écarts actuariels – avantages à long terme	(243)	(112)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(960)	(583)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 273)	(1 243)
Produit sur les actifs de couverture	594	560
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(679)	(683)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 639)	(1 266)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(7 088)	(2)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 477	78
Écarts actuariels	(4 611)	76
Écarts de conversion	(22)	11
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(4 633)	87

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 4.6).

31.1.3 Segmentation géographique de la provision

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2013	27 069	6 703	52	163	203	34 190
Charge nette de l'exercice 2014	1 678	549	5	(22)	23	2 233
Écarts actuariels	6 304	716	3	13	52	7 088
Cotisations salariales	–	4	–	–	–	4
Prestations versées	(1 259)	(223)	(3)	(23)	(17)	(1 525)
Écarts de conversion	–	504	–	–	–	504
Mouvements de périmètre	–	–	–	–	125	125
Autres variations	–	–	(4)	(1)	2	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2014	33 792	8 253	53	130	388	42 616
Juste valeur des actifs de couverture	(10 421)	(7 990)	–	(56)	(31)	(18 498)
PROVISION AU 31/12/2014 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	23 371	263	53	74	357	24 118

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2013	27 069	6 703	52	163	203	34 190
Juste valeur des actifs de couverture	(8 458)	(6 313)	–	(58)	(30)	(14 859)
PROVISION AU 31/12/2013 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 611	390	52	105	173	19 331

31.2 France

Le secteur France regroupe principalement EDF et ERDF, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

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 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611
Charge nette de l'exercice 2014	1 678	(296)	1 382
Écarts actuariels	6 304	(1 671)	4 633
Cotisations versées aux fonds	–	(352)	(352)
Prestations versées	(1 259)	356	(903)
SOLDES AU 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371

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

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(546)	(732)
Coût des services passés	55	472
Écarts actuariels – avantages à long terme	(244)	(105)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(735)	(365)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(943)	(959)
Produit sur les actifs de couverture	296	295
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(647)	(664)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 382)	(1 029)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(6 304)	358
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 671	(121)
Écarts actuariels	(4 633)	237
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(4 633)	237

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 4.6).

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

(en millions d'euros)	2014	2013
Variation liée aux écarts d'expérience	244	(401)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	–	(38)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	(6 792)	692
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(6 548)	253
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(6 304)	358
Écarts actuariels sur avantages à long terme	(244)	(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 2014 s'élèvent à (6 548) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'actualisation et aux changements d'hypothèses d'évaluation des avantages en nature énergie).

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2014 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014	32 310	(10 421)	21 889
dont :			
Retraites	23 504	(9 683)	13 821
Avantage en nature énergie	6 752	–	6 752
Indemnités de fin de carrière	916	(724)	192
Autres	1 138	(14)	1 124
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2014	1 482	–	1 482
dont :			
Rentes ATMP et invalidité	1 278	–	1 278
Médailles du travail	170	–	170
Autres	34	–	34
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371

Au 31 décembre 2013 :

<i>(en millions d'euros)</i>	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
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Participants en activité	20 452	16 530
Retraités	13 340	10 539
TOTAL ENGAGEMENTS	33 792	27 069

31.2.5 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élèvent à 10 421 millions d'euros au 31 décembre 2014 (8 458 millions d'euros au 31 décembre 2013) 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'assurance 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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
ACTIFS DE COUVERTURE	10 421	8 458
Actifs pour régime spécial de retraite	9 683	7 810
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	29 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	71 %	69 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	724	635
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	68 %
Autres actifs de couverture	14	13

Au 31 décembre 2014, les actions détenues au sein des actifs de couvertures 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 2013.

Au 31 décembre 2014, 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 2013.

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	1 433	1 419
De un à cinq ans	6 130	5 720
De cinq à dix ans	6 586	5 542
À plus de dix ans	42 740	21 111
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	56 889	33 792

Au 31 décembre 2014, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 18,1 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2014	31/12/2013
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,20 %	3,50 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,90 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	1,70 %

(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 de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à revoir le taux d'actualisation à 2,20 % au 31 décembre 2014.

À compter du 1^{er} janvier 2014, le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2014 correspond à un taux moyen de 1,70 %.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2014
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,4 % / + 4,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,0 % / - 3,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,8 % / - 4,4 %

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 31/12/2013	6 703	(6 313)	390
Charge nette de l'exercice 2014	549	(294)	255
Écarts actuariels	716	(808)	(92)
Cotisations versées aux fonds	–	(313)	(313)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(223)	223	–
Écarts de conversion	504	(481)	23
SOLDES AU 31/12/2014	8 253	(7 990)	263

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

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(227)	(196)
Coût des services passés	(6)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	–	–
Charges nettes en résultat d'exploitation	(233)	(198)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(316)	(269)
Produit sur les actifs de couverture	294	261
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(22)	(8)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(255)	(206)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(716)	(371)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	808	198
Écarts actuariels	92	(173)
Écarts de conversion	(23)	10
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	69	(163)

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Participants en activité	5 013	3 980
Retraités	3 240	2 723
TOTAL ENGAGEMENTS	8 253	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 7 990 millions d'euros au 31 décembre 2014 (6 313 millions d'euros au 31 décembre 2013).

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 actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et au minimum 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)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 560	5 177
Actifs pour plan de retraite EEGSG	892	732
Actifs pour plan de retraite EEPS	538	404
ACTIFS DE COUVERTURE	7 990	6 313
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	35 %	36 %
Instruments de créances cotés (obligations)	47 %	48 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	1 %	2 %
Autres	11 %	7 %

Au 31 décembre 2014, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 30 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 40 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 30 % 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 2013.

Au 31 décembre 2014, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 65 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 35 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, par le Royaume-Uni et par les États-Unis. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

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	270	270
De un à cinq ans	1 356	1 224
De cinq à dix ans	2 393	1 832
À plus de dix ans	12 818	4 927
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	16 837	8 253

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 300 millions d'euros pour l'exercice 2015.

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,9 ans au 31 décembre 2014.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2014	31/12/2013
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,60 %	4,50 %
Taux d'inflation	3,10 %	3,50 %
Taux d'augmentation des salaires	3,10 %	3,50 %

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2014
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,6 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 1,2 % / - 1,1 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,6 % / - 4,5 %

➤ Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	414	117	(172)	–	2	(1)	360
Provisions pour risques fiscaux	506	72	(9)	–	14	1	584
Provisions pour litiges	518	121	(12)	(11)	12	(95)	533
Provisions pour contrats onéreux	144	9	(49)	–	55	–	159
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	873	918	(884)	(6)	16	35	952
Autres provisions	1 146	551	(362)	(65)	125	95	1 490
TOTAL	3 601	1 788	(1 488)	(82)	224	35	4 078

(1) 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 49).

➤ 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)	31/12/2014	31/12/2013
Contre-valeur des biens	44 183	43 050
Financement concessionnaire non amorti	(21 599)	(21 013)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	22 584	22 037
Amortissement du financement du concédant	11 586	11 006
Provisions pour renouvellement	10 176	10 411
Droits sur biens à renouveler	21 762	21 417
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	44 346	43 454

➤ Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 151	10 331
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 713	3 826
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	14 864	14 157

➤ Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Avances et acomptes reçus	7 283	6 986
Fournisseurs d'immobilisations	3 647	3 234
Dettes fiscales	5 910	5 356
Dettes sociales	3 671	3 345
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 762	3 751
Autres produits constatés d'avance	763	1 016
Autres dettes	3 069	2 469
AUTRES CRÉDITEURS	28 105	26 157
dont part non courante	4 956	5 001
dont part courante	23 149	21 156

35.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2014, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 340 millions d'euros (6 129 millions d'euros au 31 décembre 2013). 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 2014, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 122 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (984 millions d'euros au 31 décembre 2013).

35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2014, 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 1 989 millions d'euros (2 112 millions au 31 décembre 2013).

Les produits constatés d'avance sur contrats longs terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Les clauses de l'accord signé le 24 octobre 2014 (voir note 3.6) par les deux parties ne prévoient pas de versement complémentaire ou de remboursement relatif à cette avance.

Actifs et passifs financiers

➤ Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

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

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 194	–	4 194	3 030	–	3 030
Actifs financiers disponibles à la vente	13 474	15 953	29 427	13 008	14 926	27 934
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 519	3 349	4 868	634	1 045	1 679
Prêts et créances financières	1 565	14 183	15 748	1 175	13 640	14 815
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	20 752	33 485	54 237	17 847	29 611	47 458

(1) Dont dépréciation pour (373) millions d'euros au 31 décembre 2014 ((290) millions d'euros au 31 décembre 2013).

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)	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 194	3 023
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	–	7
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	4 194	3 030

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

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	8 301	7 064	15 365	8 170	5 941	14 111
Actifs liquides	1 774	11 216	12 990	3 182	9 384	12 566
Autres titres	987	85	1 072	1 024	233	1 257
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	11 062	18 365	29 427	12 376	15 558	27 934

(1) Actions ou OPCVM.

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

(en millions d'euros)	2014		2013	
	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	1 439	976	1 197	579
Actifs liquides	223	68	30	31
Autres titres	(83)	–	(227)	(266)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE ⁽³⁾	1 579	1 044	1 000	344

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

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

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2014 et 2013 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2014.

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 47.

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 1 595 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 809 millions d'euros au 31 décembre 2013).

36.2.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2014, les autres titres se composent notamment chez EDF de titres AREVA pour 78 millions d'euros.

36.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 617	7 958
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 051
Autres prêts et créances financières	1 987	1 806
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	15 748	14 815

Les prêts et créances financières 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 8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE d'EDF au 31 décembre 2012, en vertu de l'accord du 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics ;
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2014 (inchangé par rapport au 31 décembre 2013).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2014
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	(151)	1 599	–	(1)	(2)	48	29 427
Prêts et créances financières	14 815	(270)	–	384	201	577	41	15 748

36.4.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2013
Actifs financiers disponibles à la vente	26 618	190	1 037	–	(4)	(43)	136	27 934
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	–	1	–	–	–	–	(1)	–
Prêts et créances financières	13 962	(859)	–	404	316	(134)	1 126	14 815

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières incluent à hauteur de 1 173 millions d'euros l'effet sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique des travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires réalisés par EDF Energy en 2013 (voir note 29.2).

➤ 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)	31/12/2014	31/12/2013
Disponibilités	3 037	2 593
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	1 649	2 473
Comptes courants financiers	15	30
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	4 701	5 096

(1) Dont part à la juste valeur pour 1 635 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 458 millions d'euros au 31 décembre 2013).

➤ Note 38 Passifs financiers courants et non courants

38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers

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

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	46 537	9 115	55 652	40 613	11 024	51 637
Juste valeur négative des dérivés de transaction	–	2 855	2 855	–	2 583	2 583
Juste valeur négative des dérivés de couverture	737	2 214	2 951	800	1 040	1 840
PASSIFS FINANCIERS	47 274	14 184	61 458	41 413	14 647	56 060

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 31/12/2013	40 725	3 899	5 339	428	1 246	51 637
Augmentations	4 983	343	1 671	–	68	7 065
Diminutions	(5 720)	(476)	(1 374)	(68)	(41)	(7 679)
Écarts de conversion	762	113	108	–	1	984
Mouvements de périmètre	–	(127)	323	117	(9)	304
Variations de juste valeur	2 845	–	472	3	–	3 320
Autres mouvements	(11)	16	22	11	(17)	21
SOLDES AU 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652

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

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	43 358	37 732
EDF Energy ⁽²⁾	4 898	6 665
EDF Énergies Nouvelles	4 060	3 311
Edison ⁽³⁾	2 349	2 833
Autres entités	987	1 096
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	51 637

(1) ERDF, PEI, EDF International, C3 et EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2014, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Au 31 décembre 2014, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,13 %
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	5,38 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
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	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
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	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

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 ont permis 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.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2014 :

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	2 006	1 095	4 862	46	1 106	9 115
Entre un et cinq ans	8 624	1 345	1 295	185	25	11 474
À plus de cinq ans	32 954	1 328	404	260	117	35 063
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652

Au 31 décembre 2013 :

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	5 732	1 231	2 878	39	1 144	11 024
Entre un et cinq ans	6 024	1 251	1 910	137	13	9 335
À plus de cinq ans	28 969	1 417	551	252	89	31 278
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2013	40 725	3 899	5 339	428	1 246	51 637

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014			31/12/2013		
	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 euros (EUR)	30 110	7 647	37 757	31 629	(472)	31 157
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	12 948	(10 073)	2 875	10 192	(4 786)	5 406
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 095	1 939	13 034	7 945	5 116	13 061
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 499	487	1 986	1 871	142	2 013
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	-	55 652	51 637	-	51 637

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

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014			31/12/2013		
	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	48 795	(15 377)	33 418	46 966	(7 549)	39 417
Emprunts à taux variable	6 857	15 377	22 234	4 671	7 549	12 220
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	-	55 652	51 637	-	51 637

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 756 millions d'euros au 31 décembre 2014 (10 353 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 756	498	10 258	-	10 353

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 2014 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 le prêt du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Emprunts et dettes financières	38.2.1	55 652	51 637
Dérivés de couvertures des dettes		(3 083)	128
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(4 701)	(5 096)
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	36.2.2	(12 990)	(12 566)
Prêt à RTE	36.3	(670)	(670)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		34 208	33 433

➤ 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 2014

(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⁾	4 194	4 194	352	3 754	88
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	29 427	1 147	27 265	1 015
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 868	4 868	21	4 847	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	1 635	1 635	105	1 530	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	40 124	40 124	1 625	37 396	1 103
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 617	8 617	–	8 617	–
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 144	–	5 144	–
Autres prêts et créances financières	1 987	2 071	–	2 071	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	15 748	15 832	–	15 832	–
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 951	2 951	20	2 929	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 855	2 855	272	2 518	65
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	5 806	5 806	292	5 447	67
Emprunts et dettes financières	55 652	63 460	–	63 460	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	55 652	63 460	–	63 460	–

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 194 millions d'euros.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des 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 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⁾	3 030	3 030	26	2 832	172
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	27 934	1 680	25 289	965
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 679	1 679	–	1 679	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 458	2 458	–	2 458	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	35 101	35 101	1 706	32 258	1 137
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	1 806	1 918	–	1 918	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	14 815	14 927	–	14 927	–
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 840	1 840	6	1 834	–
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 583	2 583	21	2 402	160
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	4 423	4 423	27	4 236	160
Emprunts et dettes financières	51 637	56 469	–	56 469	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	51 637	56 469	–	56 469	–

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 023 millions d'euros.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers

39.2.1 Au 31 décembre 2014

(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	9 062	594	12 764	(4 296)	8 468	(1 522)	(1 307)	5 639
Juste valeur des dérivés – passif	(5 806)	(721)	(9 381)	4 296	(5 085)	1 522	238	(3 325)

39.2.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	4 702	1 121	6 468	(2 887)	3 581	(998)	(332)	2 251
Juste valeur des dérivés – passif	(4 423)	(1 213)	(6 097)	2 887	(3 210)	998	36	(2 176)

➤ 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 chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5 (« Gestion et contrôle des risques marchés ») du document de référence.

■ 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 chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies ») du document de référence.

■ 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 ses 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 chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.1.7 (« Gestion du risque de contrepartie/crédit ») du document de référence.

Concernant le risque 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 chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers ») du document de référence :

- Risques de change : section 9.5.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : section 9.5.1.4 ;
- Risques actions sur les actifs financiers : sections 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 : chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), sections 9.5.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») du présent document de référence :

- couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 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	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	4 868	1 679
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 951)	(1 840)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		1 917	(161)
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	2 339	395
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	959	(472)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(1 374)	(124)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(7)	40

41.1 Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés

sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2014, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (8) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (3) millions d'euros en 2013).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

41.2 Couverture de flux de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de 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 combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2014 est une perte de (2) millions d'euros (gain de 1 million d'euros en 2013).

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 :

	2014			2013		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	(36)	–	(2)	84	–	–
Couverture de change	1 004	628	40	(514)	(460)	1
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 076)	–	–	551	(5)	5
Couverture de matières premières	(1 946)	(698)	(29)	(468)	(692)	–
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(2 054)	(70)	9	(347)	(1 157)	6

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

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

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2014			Total	Notionnel au 31/12/2013	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans			31/12/2014	31/12/2013
<i>(en millions d'euros)</i>							
Achats de CAP	–	–	–	–	20	–	–
Achats d'options	–	–	–	–	25	–	–
Opérations sur taux d'intérêt	–	–	–	–	45	–	–
Payeur fixe/receveur variable	158	1 166	486	1 810	2 545	(172)	(162)
Payeur variable/receveur fixe	225	696	15 787	16 708	9 727	2 609	565
Variable/variable	657	1 267	837	2 761	2 222	7	(2)
Fixe/fixe	54	6 146	2 143	8 343	7 914	(105)	(6)
Swaps de taux	1 094	9 275	19 253	29 622	22 408	2 339	395
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	1 094	9 275	19 253	29 622	22 453	2 339	395

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 2014 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2014
Change à terme	2 289	340	-	2 629	2 252	333	-	2 585	48
Swaps	9 600	9 597	7 824	27 021	9 160	9 380	7 539	26 079	911
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	11 889	9 937	7 824	29 650	11 412	9 713	7 539	28 664	959

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				Notionnel à livrer au 31/12/2013				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2013
Change à terme	2 966	769	-	3 735	2 993	784	-	3 777	(45)
Swaps	13 687	5 441	5 604	24 732	13 961	5 352	5 884	25 197	(427)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 653	6 210	5 604	28 467	16 954	6 136	5 884	28 974	(472)

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)	31/12/2014	31/12/2013
Contrats de couverture d'électricité	42	(178)
Contrats de couverture de gaz	(290)	(27)
Contrats de couverture de charbon	(462)	(395)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(1 243)	93
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	7	39
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(1 946)	(468)

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

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contrats de couverture d'électricité	(274)	(177)
Contrats de couverture de gaz	42	(79)
Contrats de couverture de charbon	(423)	(420)
Contrats de couverture des produits pétroliers	33	24
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	(76)	(40)
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(698)	(692)

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2014				Juste valeur	31/12/2013	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
<i>Forwards/futures</i>		(1)	(18)	–	(19)	193	(11)	(16)
Électricité	Térawattheures	(1)	(18)	–	(19)	193	(11)	(16)
<i>Swaps</i>		(271)	(30)	–	(301)	42	(361)	6
<i>Forwards/futures</i>		1 299	1 082	–	2 381	(402)	2 253	4
Gaz	Millions de therms	1 028	1 052	–	2 080	(360)	1 892	10
<i>Swaps</i>		33 514	15 637	–	49 151	(1 153)	39 843	123
Produits pétroliers	Milliers de barils	33 514	15 637	–	49 151	(1 153)	39 843	123
<i>Swaps</i>		5	1	–	6	(104)	11	(179)
Charbon	Millions de tonnes	5	1	–	6	(104)	11	(179)
<i>Swaps</i>		21 219	4 782	–	26 001	40	–	–
<i>Forwards/futures</i>		3 628	3 974	–	7 602	10	38 572	(62)
CO₂	Milliers de tonnes	24 847	8 756	–	33 603	50	38 572	(62)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(1 374)		(124)

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	31/12/2014		31/12/2013	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	27	(7)	(42)	40
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			(7)		40

➤ 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	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	4 194	3 023
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 855)	(2 583)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		1 339	440
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(42)	(46)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(12)	18
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	1 393	468

42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (*swaps* de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2014			Total	Notionnel au 31/12/2013		Juste valeur 31/12/2014	31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		Total	Total		
Achats d'options	-	-	515	515	-	-	21	-
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	515	515	-	-	21	-
Payeur fixe/receveur variable	10 185	980	515	11 680	3 478	-	(145)	(160)
Payeur variable/receveur fixe	4 800	828	241	5 869	1 555	-	84	126
Variable/variable	225	-	-	225	725	-	(2)	(12)
Swaps de taux	15 210	1 808	756	17 774	5 758	-	(63)	(46)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	15 210	1 808	1 271	18 289	5 758	-	(42)	(46)

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 2014 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Total	Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur 31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	1 050	318	19	1 387	1 048	320	22	1 390	22	
Swaps	9 845	320	-	10 165	9 868	323	-	10 191	(34)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 895	638	19	11 552	10 916	643	22	11 581	(12)	

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				Total	Notionnel à livrer au 31/12/2013				Juste valeur 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
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	

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2014		31/12/2013	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
<i>Swaps</i>		(26)	(29)	(95)	430
Options		93	11	91	(24)
<i>Forwards/futures</i>		(65)	173	10	332
Électricité	Térawattheures	2	155	6	738
<i>Swaps</i>		2 722	248	2 156	(90)
Options		6 359	17	22 204	47
<i>Forwards/futures</i>		(2 051)	487	(1 033)	(527)
Gaz	Millions de therms	7 030	752	23 327	(570)
<i>Swaps</i>		260	(79)	2 927	11
Options		1 039	67	218	1
<i>Forwards/futures</i>		10 879	16	(258)	–
Produits pétroliers	Milliers de barils	12 178	4	2 887	12
<i>Swaps</i>		(15)	394	(27)	113
Options		(21)	(1)	–	–
<i>Forwards/futures</i>		87	(41)	101	(8)
Fret		(27)	108	42	87
Charbon et fret	Millions de tonnes	24	460	116	192
<i>Swaps</i>		(156)	11	(156)	23
Options		–	–	168	–
<i>Forwards/futures</i>		10 663	(4)	(9 288)	69
CO₂	Milliers de tonnes	10 507	7	(9 276)	92
<i>Forwards/futures</i>			11		–
Autres matières premières			11		–
Dérivés incorporés de matières			4		4
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			1 393		468

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)	2014	2013
Variation des stocks	(111)	(678)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(699)	(360)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(504)	(559)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	147	366
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	126	(480)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(1 041)	(1 711)

43.2 Investissements incorporels et corporels

(en millions d'euros)	2014	2013
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 006)	(946)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 067)	(12 659)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	352	563
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(13 721)	(13 042)

➤ Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2014. 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 2014 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	40 933	40 136
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	14 437	14 471
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	5 425	5 596
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		60 795	60 203

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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	29 147	28 978
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	8 207	7 482
Engagements de location simple en tant que preneur	3 579	3 676
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	40 933	40 136

(1) Hors achats de gaz et services associés.

44.1.1.1 Engagements d'achats de combustible 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 2014, l'échéancier des engagements d'achats de combustibles et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014				31/12/2013
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	8 672	1 920	3 090	1 374	2 288	8 963
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	1 362	679	513	170	–	1 188
Achats de combustible nucléaire	19 113	1 937	7 558	5 870	3 748	18 827
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	29 147	4 536	11 161	7 414	6 036	28 978

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 697 millions d'euros au 31 décembre 2014 (723 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

Les évolutions sont principalement liées à EDF et résultent d'une hausse des engagements d'achats de combustible nucléaire, partiellement compensée par une baisse des contrats d'achat d'électricité.

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, petites hydrauliques, photovoltaïques...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) par la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 35 TWh pour l'exercice 2014 (34 TWh pour l'exercice 2013), dont 5 TWh

au titre de la cogénération (7 TWh pour 2013), 16 TWh au titre de l'éolien (15 TWh pour 2013), 6 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2013) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2013).

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 et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2014, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	Total	31/12/2014			31/12/2013	
		Échéances			Total	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Edison	191	11	53	127	202	
EDF	58	2	5	51	57	

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 cubes par an. Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2014, les engagements hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison s'élèvent à 116 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle

Edison détient une participation de 7,3 %, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

Des engagements d'achats de gaz sont également portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz. 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* permettent 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 2014, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013	
		Échéances			Total	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Garanties données liées aux activités opérationnelles	3 751	1 808	511	1 432	3 122	
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 294	2 428	1 543	323	4 210	
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	162	72	43	47	150	
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	8 207	4 308	2 097	1 802	7 482	

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 128 millions d'euros au 31 décembre 2014 (172 millions d'euros au 31 décembre 2013).

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	1 382	871
Edison	1 179	1 290
EDF Énergies Nouvelles	356	551
Autres entités	834	410
TOTAL	3 751	3 122

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.1.1.2 Engagements sur achats d'exploitation

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

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	2 418	2 539
EDF Energy	738	668
ERDF	527	414
Autres entités	611	589
TOTAL	4 294	4 210

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2014, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	3 579	610	1 570	1 399	3 676

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 fret 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 2014, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	13 628	6 419	6 700	509	13 269
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	248	144	76	28	1 004
Autres engagements donnés liés aux investissements	561	95	466	–	198
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	14 437	6 658	7 242	537	14 471

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 317 millions d'euros au 31 décembre 2014 (4 millions d'euros au 31 décembre 2013).

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Au 31 décembre 2014, les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	9 391	8 856
EDF Énergies Nouvelles	1 506	1 361
ERDF	1 163	1 129
EDF Energy	642	454
PEI ⁽¹⁾	78	400
Dunkerque LNG ⁽²⁾	261	352
Autres entités	587	717
TOTAL	13 628	13 269

(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 engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique notamment par la signature de contrats relatifs à la fourniture de générateurs Diesel « ultime secours » pour les centrales nucléaires.

Chez EDF Énergies Nouvelles, la hausse concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment aux États-Unis.

44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Le Groupe n'a plus aucun engagement significatif lié à des acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2014.

Suite à la cession à Gazprom de sa participation dans South Stream le 29 décembre 2014, l'engagement d'EDF International relatif à des apports en capital ou des prêts d'actionnaires à la société de projet existant au 31 décembre 2013 a été levé.

Par ailleurs, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

Le pacte d'actionnaires signé le 16 avril 2010 définit un engagement de liquidité pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe à un prix ayant des composantes variables. Le pacte prévoit que cet engagement de liquidité peut intervenir selon deux fenêtres de liquidité, l'une en 2015 et la seconde en 2018. Dans ce cadre, et conformément aux étapes et délais prévus par le pacte, les actionnaires minoritaires ont déclenché en 2014 la phase préalable de mise en œuvre de la clause de liquidité. Les actionnaires minoritaires ont désormais la possibilité, au cours du premier trimestre 2015, de notifier leur demande de cession de leurs titres par le lancement d'une introduction en

bourse. À défaut d'une telle notification, ils conservent la seconde fenêtre de liquidité de 2018.

Du fait de ses caractéristiques, l'engagement est non valorisable au 31 décembre 2014.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 12 février 2014, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2021. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 39, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2014, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2014 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa prise de participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil (projet SINOP).

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 316	90	1 272	2 954	4 512
Garanties financières données	860	359	332	169	743
Autres engagements donnés liés au financement	249	219	25	5	341
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 425	668	1 629	3 128	5 596

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 900 millions d'euros au 31 décembre 2014 (642 millions d'euros au 31 décembre 2013). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

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 baisse de ces engagements observée au 31 décembre 2014 est essentiellement liée à des cessions de parcs aux États-Unis.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 31 décembre 2014 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	2 964	2 765
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	102	24
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	124	130
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		3 190	2 919

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5).

(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 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 241	242	481	518	1 358
Engagements sur ventes d'exploitation	480	103	227	150	142
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 164	914	154	96	1 195
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	79	24	37	18	70
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	2 964	1 283	899	782	2 765

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 1 241 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 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation et de maintenance. La hausse de ces engagements concerne notamment les activités au Canada et en France.

44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

44.2.1.4 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 à prix de marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Au 31 décembre 2014, l'engagement résiduel porte sur un volume de 4,9 TWh ;
- EDF reste engagée à livrer les volumes résiduels d'environ 345 GWh d'ici mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dites « VPP » ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

44.2.1.5 Engagements de ventes de gaz et services associés

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) représentant sur une durée de 20 ans un volume cumulé de 31,5 milliards de mètres cubes. À compter de sa mise en service prévue en fin d'année 2015, le terminal méthanier de Dunkerque aura une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	102	26	76	-	24

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 (voir note 3.3), EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2014.

Par ailleurs, le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2014.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	124	82	41	1	130

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2014.

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

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 rouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne.

45.3 Contrôles fiscaux

EDF

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP). S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables 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 concernant notamment 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.

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 un afflux considérable de demandes de raccordement auprès d'ERDF, la date de dépôt de la demande de raccordement déterminant le tarif applicable.

Par ailleurs, le décret « moratoire » du 9 décembre 2010 a suspendu toute conclusion de nouveau contrat pour une durée de trois mois et exposé 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, notamment par un arrêté du 4 mars 2011, qui a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

Le décret de décembre 2010 a fait l'objet de nombreux recours, rejetés par le Conseil d'État le 16 novembre 2011. Ce rejet a généré un afflux important d'assignments, cette fois à l'encontre d'ERDF, à compter de novembre 2011 et qui s'est poursuivi en 2012, 2013 et 2014. En 2014, le nombre de recours a augmenté de 132 dossiers, essentiellement sur le premier semestre.

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 que l'entreprise publique 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.

Les jugements rendus en première instance, comme en Cour d'Appel, sont divergents tant dans leurs attendus qu'en ce qui concerne les conclusions ; certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres lui accordant des indemnités, le plus souvent très limitées en comparaison des demandes initiales.

ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a interjeté appel contre l'ensemble des jugements défavorables rendus en première instance depuis 2011.

La Cour de Cassation devrait se prononcer pour la première fois en 2015.

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

(en millions d'euros)

	31/12/2014	31/12/2013
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	18	1 154
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent à la participation du Groupe dans Dalkia International, cédée le 25 juillet 2014.

➤ Note 47 Actifs dédiés d'EDF

47.1 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.

47.2 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'appart diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par EDF Invest, créé 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 les fonds d'investissement. 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.

47.2.1 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 de 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 obligations 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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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).

47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2014, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 264 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation du Groupe dans RTE, pour une valeur de 2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013). 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 et les coentreprises ;
- la participation du Groupe dans TIGF, présentée au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- et, depuis octobre 2014, la participation du Groupe dans Porterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook), présentée au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente.

47.3 Valorisation des 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	
		31/12/2014	31/12/2013
Actions		7 592	7 904
Titres de dettes		6 419	5 147
Portefeuille trésorerie		640	790
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	14 651	13 841
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(23)	10
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	5	4
Placements diversifiés actions et obligations		14 633	13 855
Créance de CSPE	Prêts et créances financières	5 144	5 051
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(8)	(2)
Créance de CSPE après dérivés		5 136	5 049
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	2 555	2 567
Autres actifs	Actifs financiers disponibles à la vente	709	266
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 264	2 833
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		23 033	21 737

47.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014

Au 31 décembre 2014, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2014 (326 millions d'euros en 2013). La dotation au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013).

En ce qui concerne le portefeuille financier, dans un contexte de marchés volatils mais globalement porteurs, les choix d'allocation ont privilégié la prudence :

- sur le portefeuille obligataire, maintien d'une sous-pondération sur les pays de la zone euro en début d'année, suivi d'un retour progressif à une allocation en ligne avec l'indice de référence sur les pays cœurs et un renforcement des positions sur les pays périphériques (principalement Italie et Espagne) ;
- sur le portefeuille actions, sous-pondération en début d'année sur les zones Pacifique et Émergents suivie d'une réduction de l'allocation globale actions, en particulier sur la zone euro à partir de l'été en raison de tensions géopolitiques accrues.

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés de TIGF et RTE.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Ainsi, Amundi et EDF Invest ont annoncé la création d'un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permettra d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct. Cette initiative a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

Sur l'année 2014, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 894 millions d'euros (714 millions d'euros en 2013).

Au 31 décembre 2014, 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 2 299 millions d'euros avant impôt (1 839 millions d'euros au 31 décembre 2013).

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 2014.

47.5 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)	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	7 542
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	13 024
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	476	454
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	22 018	21 020

➤ Note 48 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Chiffres d'affaires	584	638	–	–	833	867	1 417	1 505
Achats d'énergie	3 572	3 926	4	4	1 738	2 051	5 314	5 981
Achats externes	50	(7)	4	4	1 173	1 197	1 227	1 194
Actifs financiers	670	670	–	–	94	84	764	754
Autres actifs	459	565	–	–	715	639	1 174	1 204
Passifs financiers	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres passifs	1 139	1 242	–	1	1 134	1 509	2 273	2 752

48.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées (RTE, CENG et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,49 % du capital d'EDF au 31 décembre 2014. 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.

48.2.2 Relations avec GDF Suez

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1^{er} janvier 2007, pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF Suez, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et GDF, vis-à-vis de l'opérateur commun, du 18 avril 2005 modifiée par voie d'avenant le 20 décembre 2007, a été transférée aux deux nouvelles entreprises et est ainsi depuis exécutée par les deux filiales gestionnaires de réseau de distribution. L'opérateur commun assure dans le secteur de la distribution les activités de construction, d'exploitation et de maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

48.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages de combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA ont signé en décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032, et en juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

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 quatre contrats (un par composante) en cours de signature.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions de prestations du traitement-recyclage sur la période 2013-2020 ont fait l'objet de termes de référence signés par EDF et AREVA en juin 2014 et seront déclinées dans le contrat d'application 2013-2020, dont la signature devrait intervenir début 2015.

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.

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

48.3 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 2014 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. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 8,4 millions d'euros en 2014 (10 millions d'euros en 2013). Cette rémunération recouvre les avantages courts termes (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 2014 s'explique notamment par le départ en retraite fin 2013 d'un membre 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 49 Environnement

49.1 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 pour 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 aux producteurs d'électricité 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, Bert, Kogeneracja, Zielona Gora, EDF Polska et EDF Luminus.

En 2014, le Groupe a restitué 60 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013. En 2013, le Groupe avait restitué 67 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012.

Pour l'année 2014, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 6 millions de tonnes. Pour l'année 2013, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 10 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2014, le volume des émissions s'élève à 51 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 314 millions d'euros au 31 décembre 2014 (356 millions d'euros au 31 décembre 2013).

49.2 Certificats d'économies 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.

Par exemple, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les sociétés qui vendent de

l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, la deuxième période, qui s'est ouverte le 1^{er} 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 est 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.

Par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014, le dispositif de CEE a été reconduit pour une troisième période, du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017.

49.3 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, en Italie et en Belgique (voir note 1.3.27.2).

Au 31 décembre 2014, une provision de 638 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 50 Événements postérieurs à la clôture

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

En janvier 2015, une rémunération de 387 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe sur le premier semestre 2015.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

➤ Note 51 Périmètre de consolidation

51.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	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 SpA (TdE SpA) ⁽¹⁾		100,00	–	A
Transalpina di Energia SRL (TdE) ⁽¹⁾		–	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA ⁽¹⁾		–	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	100,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	–	A
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 Wybrzeże SA ⁽²⁾	Pologne	–	99,87	P
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	97,26	96,93	A
EDF Polska SA ⁽²⁾	Pologne	97,26	96,51	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,51	49,38	P, D
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	48,72	48,59	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

(1) En 2014, les sociétés TdE SRL et Wagram Holding 4 SpA ont fusionné pour former TdE SpA.

(2) En 2014, la société EDF Wybrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA.

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	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
Compagnie 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
Dalkia	France	99,94	34,00	A
Citelum	France	100,00	34,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd.	Royaume-Uni	–	100,00	A
EDF DIN UK Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd.	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	95,51	95,51	A
Océane Re	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

51.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
Autres activités				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

51.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
France				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)		100,00	100,00	T
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
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	–	P
Nam Theun 2 Power Company	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,00	25,00	P, D, T, A
Autres activités				
Dalkia Holding	France	–	34,00	A
Dalkia Investissement	France	–	67,00	A
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A
South Stream Transport BV	Pays-Bas	–	15,00	T

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

51.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2014

Au 31 décembre 2014, 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 31/12/2014	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2014
Edison SpA	97,40	99,48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,51	50,00
Elektrocieplownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48,72	98,40
EDF Paliwa Sp. z o. o.	97,26	100,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	95,51	50,00

2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2014 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

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 information 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 dans les notes 1.2.1.1 et 2.1, et relatif à l'application au 1^{er} janvier 2014 des normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ;
- 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.

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 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 2014.

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 macroéconomiques 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 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 clos le 31 décembre 2013 de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (notes 36.3 et 47.2) ;
- 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 valeur enregistrées (notes 1.3.15 et 13) ;
- aux provisions pour avantages du personnel, autres provisions et passifs éventuels (notes 31, 32 et 45).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Groupe, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

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 11 février 2015

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa

3 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice 2014 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(en milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 709	25,0	3 425	28,8
Filiales intégrées globalement	7 112	47,8	6 746	56,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	617	4,1	1 102	9,3
Filiales intégrées globalement	177	1,2	309	2,7
Sous-total	11 615	78,1	11 582	97,5
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 362	9,2	179	1,5
Autres	1 888	12,7	123	1,0
Sous-total	3 250	21,9	302	2,5
TOTAL	14 865	100	11 884	100

Rappel des informations relatives à l'exercice 2013

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

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

4 Politique de distribution de dividendes

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

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

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Date de versement du dividende
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20 ⁽²⁾	6 juin 2012
2012	1 848 866 662	1,25	2 308 912 900,34 ⁽³⁾	8 juillet 2013
2013	1 860 008 468	1,25 ⁽⁴⁾	2 327 462 364,03 ⁽⁵⁾	6 juin 2014

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

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

(3) Dont 1 052 601 974,10 euros versés le 17 décembre 2012 à titre d'acompte sur le dividende 2012 et 170 358 213,74 euros payés en actions nouvelles le 8 juillet 2013.

(4) Soit un montant de 1,375 euros pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(5) Dont 1 059 290 112,42 euros versés le 17 décembre 2013 à titre d'acompte sur le dividende 2013.

Le 10 décembre 2014, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2014, payable en numéraire, de 0,57 euro par action. Le montant total de l'acompte mis en paiement le 17 décembre 2014 s'est élevé à 1 059 262 163,04 euros, déduction faite des actions autodétenues.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 11 février 2015, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 19 mai 2015 le versement d'un dividende de 1,25 euro par action au titre de l'exercice 2014. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé le 17 décembre 2014, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 5 juin 2015, la date de détachement étant alors fixée au 3 juin 2015.

4.2 Politique de distribution, dividende majoré

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

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

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société, qui prévoient désormais que l'Assemblée peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la société, y compris des titres financiers.

4.3 Délai de prescription

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

5 Procédures judiciaires et arbitrages

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

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

5.1 Procédures concernant EDF

Réseau d'Alimentation Général (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête et va donc réexaminer la question de la qualification d'aide d'État en appliquant les critères établis par les juridictions européennes. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne. Elle ne préjuge pas de la décision finale qui sera adoptée par la Commission européenne.

Amiante

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

En France, EDF et ERDF ont fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2014, de 627 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Le nombre de contentieux initiés s'est stabilisé depuis 2010 (de l'ordre de 20 nouveaux dossiers chaque année). La charge financière supportée par la CNIEG (Caisse de retraite des IEG) ne devrait donc pas varier sensiblement. Le risque financier est provisionné dans les comptes d'EDF à hauteur de 30 millions d'euros depuis 2008.

À fin décembre 2014, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 26,2 millions d'euros environ.

Solaire Direct

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

dans le secteur photovoltaïque. EDF a fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris. L'arrêt de la Cour d'Appel est attendu en avril 2015.

Contentieux indemnitaires d'opérateurs photovoltaïques

Le 26 juillet 2013, le liquidateur de la société Evasol, acteur du secteur des économies d'énergie, a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Lyon. L'assignation fait état de violations alléguées 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, et d'une demande de dommages et intérêts de 33 millions d'euros.

Le 13 mai 2014, Solaire Direct a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris, en vue d'obtenir réparation du dommage qu'elle aurait subi au titre des pratiques ayant fait l'objet de la décision de l'ADLC du 17 décembre 2013, évalué par Solaire Direct à 8,7 millions d'euros.

Le 11 décembre 2014, les sociétés Apem Énergie, Arkeos, Biosystem-AD, Cap Eco Énergie, Cap Sud, Isowatt, PCI-m, Photen et Sol'Air Confort ont assigné les sociétés EDF, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles réclament le paiement d'une somme provisionnelle de 100 000 euros chacune à valoir sur leur préjudice ainsi que la désignation d'un expert judiciaire aux fins de déterminer le montant définitif de leur préjudice.

SUN'R

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

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

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

Enquête plafonnements CSPE

Le 27 mars 2014, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie concernant les réductions sur la Contribution au Service Public de l'Électricité en France (CSPE) accordées aux grands consommateurs d'énergie et aux autoproducteurs sur le fondement des règles sur les aides d'État. En tant que tiers intéressé, EDF a présenté ses observations à la Commission européenne sur la décision, suite à sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne* le 3 octobre 2014.

Litiges en matière sociale

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

Litiges en matière environnementale

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

Litiges en matière fiscale

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes, accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP). S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. Fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables 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 six mois d'emprisonnement. Le salarié, Greenpeace et M. Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation. Seul M. Jadot a maintenu son pourvoi, qui ne concerne que les intérêts civils (éventuels dommages-intérêts). L'affaire pourrait être examinée courant 2015.

Fessenheim

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

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

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

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

Enfin, par requête en référé du 23 mars 2013, plusieurs associations dont le Réseau Sortir du nucléaire ont demandé la suspension des travaux liés au réexamen de sûreté et notamment le renforcement du radier, demande rejetée par une ordonnance du Conseil d'État du 10 avril 2013. Examinée sur le fond, la requête a également été rejetée par le Conseil d'État par un arrêt du 28 novembre 2014, mettant ainsi fin au litige.

Vent de Colère

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

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

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

Par un arrêt du 28 mai 2014, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 17 novembre 2008 au motif que les tarifs qu'il fixe constituent une aide

d'État qui n'avait pas été notifiée à la Commission européenne préalablement à leur entrée en vigueur. En remplacement, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a signé, le 17 juin 2014, un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Ce nouveau texte reprend les conditions d'achat éolien de l'arrêté de 2008 et l'impact sur la CSPE ne sera pas modifié.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2009 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrat, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, suspendu provisoirement l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pour une durée de trois mois.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs ont intenté des procédures contre EDF visant à obtenir le bénéfice du tarif d'achat le plus favorable ou à échapper à la suspension.

Par ailleurs, en Corse et dans les DOM, où EDF a également la qualité de gestionnaire de réseaux, certains producteurs ont engagé des actions indemnitaires à son encontre.

En effet, compte tenu de l'augmentation très importante des demandes de raccordement pour des installations photovoltaïques et malgré les moyens mis en place pour y faire face, EDF n'a pas toujours été en mesure de respecter les délais fixés dans les procédures de raccordement, si bien que des producteurs cherchent à obtenir réparation du manque à gagner qu'ils estiment avoir subi du fait de ces retards et qui les aurait fait tomber sous le coup de la suspension de l'obligation d'achat.

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

Contestant la mise en cause de sa responsabilité, EDF a systématiquement interjeté appel contre les jugements défavorables rendus en première instance.

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 » ; décret dont la légalité a été confirmée par le Conseil d'État à deux reprises (arrêtés des 1^{er} mars 2013 et 24 mars 2014) à la suite de différents recours exercés par des tiers.

Par ailleurs, à la suite d'une annulation du premier permis de construire d'ICEDA pour violation du plan local d'urbanisme de la commune prononcée par le Tribunal administratif de Lyon le 13 décembre 2011 puis confirmée par la Cour administrative d'appel de Lyon le 19 juin 2012, EDF avait déposé un recours en cassation devant le Conseil d'État.

Par une décision du 24 mars 2014, le Conseil d'État, faisant droit à la requête d'EDF, a annulé l'arrêt attaqué et renvoyé l'affaire devant la Cour administrative d'appel de Lyon. Cette dernière, par un arrêt du 8 décembre 2014, a annulé le jugement précité du Tribunal administratif de Lyon, confirmant ainsi la légalité du permis de construire et permettant par là même la poursuite des travaux, dont la reprise est prévue en avril 2015.

Sans attendre l'issue du recours devant le Conseil d'État sur le premier permis de construire, EDF avait demandé la délivrance d'un second permis de construire qui lui a été accordé par le préfet de l'Ain le 21 août 2013. Ce permis a de nouveau été contesté par des tiers devant le Tribunal administratif de Lyon, qui a conclu le 2 juillet 2014 à son annulation pour absence de mise

à jour d'un plan de coupe, considérant aussi « que le vice affectant le dossier de demande de permis de construire peut être régularisé par un permis modificatif ». Un appel a été interjeté par l'ensemble des tiers concernés devant la Cour administrative d'appel de Lyon les 9 et 17 septembre 2014. Pour autant, compte tenu de la décision précitée de la Cour administrative d'appel de Lyon du 8 décembre 2014, une décision défavorable à EDF serait sans effet sur la légalité du premier permis de construire et la reprise des travaux jusque-là interrompus.

Flamanville

Le 15 novembre 2006, EDF a déposé auprès de l'ASN une demande d'autorisation de prélèvement et de rejet d'effluents liquides et gazeux pour la centrale nucléaire de Flamanville dans la Manche. Cette demande comprenait les prélèvements et rejets effectués par les deux réacteurs existants du site (Flamanville 1 et Flamanville 2), ainsi que ceux du futur réacteur de type EPR (Flamanville 3) en cours de construction.

L'ASN a pris une décision, le 7 juillet 2010, fixant à EDF les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des trois réacteurs. Cette décision a été homologuée par un arrêté des Ministres chargés de la sûreté nucléaire du 15 septembre 2010.

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

Le Président du Tribunal administratif de Caen a, par une ordonnance du 20 juillet 2012, renvoyé l'affaire devant le Conseil d'État. Le Tribunal a estimé que la requête du CRILAN ne portait pas sur l'arrêté ministériel d'homologation mais bien sur la décision de l'ASN du 7 juillet 2010. Or, aux termes de l'article R. 351-2 du Code de justice administrative, le Conseil d'État est compétent pour les recours contre les décisions de l'ASN. Par arrêt du 17 octobre 2014, le Conseil d'État a rejeté la requête de l'association, mettant ainsi fin au litige.

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

Le 2 août 2012, EDF a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par l'un de ses fournisseurs de gaz. Ce fournisseur conteste la résiliation par EDF d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel d'une durée de quatre ans dont il restait une année à courir, et quantifie sa demande à cent millions de dollars américains. EDF considère que les conditions lui permettant de mettre fin au contrat étaient réunies et estime donc sans fondement le montant revendiqué par la partie demanderesse. Le tribunal arbitral, constitué en janvier 2013, a suspendu la procédure en mars 2014 sur demande des parties, le fournisseur ayant proposé à EDF d'engager des discussions afin d'essayer de parvenir à un règlement commercial global mettant fin au litige. En décembre 2014, le Tribunal a prolongé cette suspension sur demande des parties, ces dernières se réservant néanmoins le droit, à tout moment, de réactiver la procédure d'arbitrage, qui reprendrait alors en janvier 2016.

Superphénix

À la suite de la décision de l'État d'abandonner le projet de construction du réacteur nucléaire Superphénix, AREVA NC considérait qu'EDF devait prendre en charge, d'une part, des prestations préparatoires à la construction du cœur 3 et, d'autre part, le coût de traitement des déchets de fabrication des cœurs 1 et 2 en vue d'en récupérer le plutonium excédentaire. Faute d'accord amiable entre les sociétés, AREVA NC a assigné EDF le 19 juin 2013 afin de le voir condamné à payer une somme à parfaire de 148 millions d'euros (aux conditions économiques initiales). Une audience devant le Tribunal de commerce de Paris était prévue en janvier 2015 pour fixation des dates de plaidoiries. Cependant, un accord ayant été trouvé entre les deux sociétés, il a été mis fin au litige et des conclusions de désistement ont été conjointement déposées le 23 février 2015 devant le Tribunal de Commerce de Paris, qui en a pris acte.

Bugey 2 et 4

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

En décembre 2013, la République et le Canton de Genève ont introduit devant le Conseil d'État deux requêtes visant à l'annulation de ces décisions. EDF a transmis un mémoire en défense le 23 juin 2014.

5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

RTE

Transfert des lignes Haute Tension remises en dotation à la SNCF

La loi du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du Gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE des ouvrages électriques Haute Tension de transport de la SNCF, une commission *ad hoc* a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau Haute Tension, estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'État contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur. Dans l'attente de la décision du Conseil d'État, la SNCF a transféré les ouvrages électriques à RTE, et la vente a été conclue le 26 mai 2010 pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE, à titre d'acompte. Le Conseil d'État a désigné un expert en février 2014 pour évaluer la valeur des biens. Cet expert a rendu son rapport fin décembre 2014 et a estimé les biens à un prix de 129 millions d'euros. Le Conseil d'État doit trancher le litige sur la base de cette évaluation.

Litiges en matière fiscale

RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005 à 2011. Le principal chef de redressement est relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP), qui demeure contestée par le Groupe. À fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables à la société sur le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. Par ailleurs, elle a aussi obtenu un jugement favorable sur ce sujet auprès du Tribunal administratif de Montreuil. L'administration a fait appel de cette décision en 2014.

ERDF

Litiges en matière fiscale

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

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les annonces et évolutions rapides et successives de la réglementation et des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque au cours de l'année 2010 ont

eu pour conséquence un afflux considérable de demandes de raccordement auprès d'ERDF. Malgré une mobilisation maximale au sein de l'entreprise, les délais de délivrance n'ont pu toujours être respectés, d'où de nombreux contentieux initiés par les producteurs d'électricité photovoltaïque.

Les décisions rendues en première instance, comme en Cour d'Appel, sont contrastées, certaines déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres lui accordant des indemnités, le plus souvent très limitées en comparaison des demandes indemnitaires initiales.

ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a interjeté appel contre les jugements défavorables rendus en première instance depuis 2011.

La Cour de Cassation devrait se prononcer pour la première fois en 2015.

Recours contre les décisions tarifaires TURPE 3 et 4

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

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

Afin de tenir compte de la décision du Conseil d'État, un TURPE dit « 3 bis » a été décidé par l'État après proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour couvrir, rétroactivement, la période courant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. L'entrée en vigueur du TURPE 4 ayant ensuite été repoussée au 1^{er} janvier 2014, un TURPE dit « 3 ter » a été établi pour couvrir la période du 31 juillet 2013 au 31 décembre 2013. Enfin, par une délibération du 12 décembre 2013, la CRE a adopté la décision TURPE 4, laquelle fait l'objet d'un recours introduit devant le Conseil d'État par la société Direct Énergie le 17 février 2014. Direct Énergie demande l'annulation de la décision de la CRE au motif, notamment, que la méthode retenue par la CRE serait en partie économique, et à ce titre, incompatible avec les dispositions françaises et européennes applicables ainsi qu'avec l'arrêt du Conseil d'État du 21 décembre 2012 sur le TURPE 3.

Saisine du CoRDIS par l'association UFC Que Choisir

Le 25 juin 2014, l'association UFC Que Choisir a saisi le Comité de règlement de différends et des sanctions (CoRDIS) d'une demande tendant à faire cesser de prétendus manquements d'ERDF à ses obligations d'indépendance à l'égard d'EDF. La procédure est en cours.

EDF International

Litiges en matière fiscale

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements, pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France – États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non-double-imposition franco-américaine.

Arbitrage CCI / SOROOF

EDF a mis en place un partenariat avec SOROOF International (SOROOF) afin de pénétrer le marché saoudien et développer son activité de services dans le domaine du transport d'électricité et dans la production thermique. EDF Saudi Arabia (EDF KSA), société de droit saoudien détenue à 85 % par EDF International et 15 % par SOROOF, a été constituée le 8 mars 2011. EDF n'est pas parvenue à développer son activité sur un marché saoudien très concurrentiel. 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 afin d'être indemnisée de son manque à gagner auprès de la Chambre de commerce internationale de Paris le 30 septembre 2013. EDF International a répondu à la demande d'arbitrage le 5 novembre 2013, et conteste la demande d'indemnisation faite par SOROOF et se fonde sur les manquements contractuels de SOROOF pour formuler une demande reconventionnelle en dommages et intérêts de 15 millions de dollars américains couvrant les montants engagés par EDF International dans ce partenariat et l'atteinte à l'image d'EDF.

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

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

Par jugement en date 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. La cour d'appel d'Aix-en-Provence par jugement en date du 19 mars 2015 a infirmé ce jugement et débouté le liquidateur de l'ensemble de ses demandes dirigées notamment à l'encontre du groupe EDF ENR. La Cour retient qu'il n'y a eu aucune direction de fait, ni de faute de gestion et conclut, en substance, que la crise financière de 2008 ainsi que la défaillance de l'actionnaire principal, événements imprévisibles, conjugués à l'absence de substitution d'un partenaire crédible à l'actionnaire majoritaire dans la poursuite du projet, sont à l'origine de l'échec de la réalisation du projet.

SOCODEI

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

À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires, et l'instruction est en cours. Les résultats des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet, et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion, ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état. Par décision n° 2014-DC-0391 du 14 janvier 2014, l'ASN a fixé de nouvelles prescriptions techniques. Ainsi, conformément à cette décision et en vue d'obtenir l'autorisation de redémarrage du four de fusion, SOCODEI devra adresser à l'ASN un dossier détaillé présentant les dispositions de nature

technique, sociale, organisationnelle et humaine qu'elle aura retenues afin de satisfaire aux prescriptions nouvellement définies.

Edison

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 qu'aucune violation de norme ne peut lui être reprochée. ACEA a interjeté appel le 23 septembre 2014. L'audience est fixée devant la Cour d'Appel de Rome le 3 juin 2015.

Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Procédures judiciaires et arbitrages

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. Par décision du 7 février 2014 de la Cour d'assises, Edison a été mis hors de cause, elle n'est donc plus partie à l'instance pénale. Par décision du 19 décembre 2014, cette même Cour a acquitté tous les accusés.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des Ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011, et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État. L'audience a été fixée au 15 janvier 2015. La décision du Conseil d'État est attendue au premier semestre 2015.

Procédure du procureur de la République d'Alessandria

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

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

Le procès devant la Cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012. La dernière audience de plaidoiries a été fixée au 13 avril 2015. Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis, qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement). Aucune date d'audience devant le Tribunal administratif du Piémont n'a été fixée à ce jour.

Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal administratif régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A. La date d'audience devant le Tribunal n'a pas été fixée pour le moment. Toute décision éventuelle peut faire l'objet d'un recours devant le Conseil d'État italien.

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

En mars 2015, le demandeur a également engagé devant le Tribunal de Milan une action civile en dommages-intérêts contre EDF, A2A et Edison

sur la base d'une argumentation factuelle similaire à celle développée dans le cadre de la procédure administrative. L'assignation a été notifiée à EDF le 27 mars 2015.

En l'espèce, le demandeur prétend que les négociations entre EDF et A2A ayant conduit à la prise de contrôle d'Edison et d'Edipower n'auraient pas été menées en adéquation avec le principe de bonne gestion d'Edison et auraient été contraires aux intérêts de ses actionnaires minoritaires. Le demandeur se serait trouvé contraint de vendre ses actions dans le cadre de l'OPA obligatoire qui a suivi la prise de contrôle d'Edison sous peine de perdre la liquidité de sa participation à hauteur d'environ 10 % du capital social d'Edison. Pour mémoire, le prix de l'offre était de 0,89 centimes par action ordinaire. Le demandeur invoque un préjudice résultant de la dévaluation des titres Edison inscrit dans son bilan au 31 décembre 2011 de l'ordre de 294 millions d'euros. Malgré cela, il ne quantifie pas sa demande de dommages-intérêts et réclame la désignation d'un expert judiciaire afin de procéder à l'évaluation exacte de son préjudice. La première audience devrait se tenir au plus tôt en octobre 2015.

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

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

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

Litiges en matière environnementale

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

BE ZRt

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

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

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

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

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

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

Les audiences ont eu lieu à La Haye du 3 au 6 décembre 2013. Le Tribunal arbitral a rendu le 3 décembre 2014 une sentence qui donne raison à EDF International et condamne l'État hongrois à lui verser la somme de 107 millions d'euros (augmentée des intérêts). Le Tribunal arbitral a constaté que la Hongrie a violé le Traité sur la Charte de l'Énergie pour deux raisons : la première résulte de l'absence de compensation adéquate suite à la résiliation des PPA, la seconde, de l'adoption du décret « chaleur », qui constitue une violation distincte du TCE.

Selon le droit suisse, applicable en tant que droit du lieu du siège de l'arbitrage, la sentence est exécutoire dès sa communication, c'est-à-dire

dès le 4 décembre 2014. Le 16 décembre 2014, EDF International a adressé un courrier à la Hongrie en vue de son exécution.

La Hongrie a déposé, le 20 janvier 2015, auprès du Tribunal fédéral suisse un recours en annulation de la sentence (EDF International a déposé sa réponse le 19 mars 2015). Cette procédure devrait durer au maximum douze mois.

La procédure devant le Tribunal fédéral suisse n'a pas d'effet suspensif à l'égard de la sentence arbitrale.

EnBW

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

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

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

5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2014

Néant.

6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2014 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 pour les événements intervenus avant le 11 février

2015, date d'arrêt des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 11 février 2015, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.

1. Décret définissant les modalités, dont les tarifs, pour les énergies renouvelables et la cogénération, adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».

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