

Comptes consolidés

au 31 décembre 2009



Ces comptes seront soumis à l'approbation
de l'Assemblée générale du 18 mai 2010.



Sommaire

Comptes de résultat consolidés.....	8	Note 5 Opérations majeures de croissance externe	39
État du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	9	5.1 BRITISH ENERGY.....	39
Bilans consolidés	10	5.2 SPE.....	42
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	12	5.3 CONSTELLATION ENERGY NUCLEAR GROUP (CENG).....	43
Variations des capitaux propres consolidés	13	Note 6 Autres opérations ou événements majeurs.....	45
Annexe aux comptes consolidés	14	6.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2009.....	45
Note 1 Référentiel comptable du Groupe.....	14	6.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2008.....	47
1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE.....	14	Note 7 Évolutions du périmètre de consolidation.....	48
1.2 ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1 ^{er} JANVIER 2009.....	15	7.1 VARIATIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2009.....	48
Note 2 Comparabilité des exercices	16	7.2 VARIATIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2008.....	49
2.1 IMPACT SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT DE L'EXERCICE 2008	17	Note 8 Informations sectorielles	50
2.2 IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2008	18	8.1 INFORMATIONS PAR SECTEURS OPÉRATIONNELS.....	50
2.3 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE DE L'EXERCICE 2008	19	8.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES.....	52
Note 3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation.....	20	Note 9 Chiffre d'affaires	52
3.1 BASES D'ÉVALUATION.....	21	Note 10 Achats de combustibles et d'énergie.....	53
3.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE.....	21	Note 11 Autres consommations externes.....	54
3.3 MÉTHODES DE CONSOLIDATION	22	Note 12 Obligations contractuelles et engagements	54
3.4 RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS	23	12.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS	54
3.5 MÉTHODES DE CONVERSION	23	12.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ.....	55
3.6 PARTIES LIÉES.....	24	12.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	56
3.7 CHIFFRE D'AFFAIRES	24	12.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE.....	57
3.8 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	24	Note 13 Charges de personnel	58
3.9 GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES.....	25	13.1 CHARGES DE PERSONNEL	58
3.10 AUTRES ACTIFS INCORPORELS.....	25	13.2 EFFECTIFS MOYENS.....	58
3.11 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS, IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	26	Note 14 Impôts et taxes.....	59
3.12 CONTRATS DE CONCESSION	27	Note 15 Autres produits et charges opérationnels	59
3.13 ACTIVITÉS DE PROSPECTION, D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES.....	28	Note 16 Prolongation du TaRTAM – loi du 4 août 2008	60
3.14 CONTRATS DE LOCATION.....	29	Note 17 Pertes de valeur / reprises	61
3.15 PERTES DE VALEUR DES GOODWILL OU DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES OU CORPORELLES	29	Note 18 Autres produits et charges d'exploitation	62
3.16 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS.....	30	Note 19 Résultat financier	62
3.17 STOCKS ET EN-COURS.....	33	19.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT.....	62
3.18 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	33	19.2 CHARGE D'ACTUALISATION.....	63
3.19 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	34	19.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS.....	63
3.20 CAPITAUX PROPRES.....	34	Note 20 Impôts sur les résultats	64
3.21 ACTIONS PROPRES.....	34	20.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT.....	64
3.22 PROVISIONS	34	20.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE	65
3.23 AVANTAGES DU PERSONNEL.....	35	20.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE	66
3.24 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS.....	36	20.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT.....	66
3.25 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT.....	37	20.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES	66
3.26 DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES	37	Note 4 Événements réglementaires survenus en France en 2009	38
3.27 RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	38	4.1 CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES.....	38
3.28 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES	38	4.2 LOIS SRU – UH (RELATIVES À LA SOLIDARITÉ ET AU RENOUVELLEMENT URBAIN – URBANISME ET HABITAT).....	39

Note 21	Goodwill.....	67	Note 36	Avantages du personnel.....	100
Note 22	Autres actifs incorporels	68	36.1	VARIATION DES PROVISIONS	100
Note 23	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	69	36.2	PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	101
23.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	69	36.3	PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL.....	103
23.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	70	36.4	VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION ET DES ACTIFS DE COUVERTURE.....	103
Note 24	Immobilisations en concessions des autres activités	71	36.5	DÉCOMPOSITION DE LA VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE ..	105
24.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	71	36.6	CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	105
24.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT).....	72	Note 37	Autres provisions et passifs éventuels	106
Note 25	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	73	37.1	AU 31 DÉCEMBRE 2009	106
25.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	73	37.2	AU 31 DÉCEMBRE 2008	106
25.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)	74	37.3	AUTRES PROVISIONS.....	107
25.3	OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	75	37.4	PASSIFS ÉVENTUELS.....	107
Note 26	Titres mis en équivalence	76	Note 38	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler	108
Note 27	Actifs financiers courants et non courants	77	Note 39	Passifs financiers courants et non courants	108
27.1	RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	77	39.1	RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	108
27.2	VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS HORS DÉRIVÉS	78	39.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES.....	109
27.3	DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS	78	39.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	112
27.4	JUSTE VALEUR DES ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	81	39.4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	113
27.5	ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS	82	39.5	GARANTIES SUR EMPRUNTS	114
Note 28	Stocks.....	83	Note 40	Gestion des risques financiers	114
Note 29	Clients et comptes rattachés	84	Note 41	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	115
Note 30	Autres débiteurs	85	41.1	COUVERTURE DE JUSTE VALEUR.....	116
Note 31	Trésorerie et équivalents de trésorerie	85	41.2	COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	116
Note 32	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	86	41.3	COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER	116
Note 33	Capitaux propres.....	86	41.4	IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES ..	117
33.1	CAPITAL SOCIAL	86	41.5	COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES	119
33.2	ACTIONS PROPRES	87	Note 42	Instruments dérivés non comptabilisés en couverture	120
33.3	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES.....	87	42.1	DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION.....	120
33.4	RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	87	42.2	DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	121
33.5	GESTION DU CAPITAL	88	42.3	CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE.....	122
Note 34	Provisions	88	Note 43	Fournisseurs	123
Note 35	Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction	89	Note 44	Autres créditeurs.....	123
35.1	VARIATION DES PROVISIONS	89	Note 45	Contribution des coentreprises	124
35.2	PROVISIONS D'EDF.....	91	Note 46	Parties liées	125
35.3	PROVISIONS NUCLÉAIRES DE BRITISH ENERGY	96	46.1	TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION.....	125
35.4	PROVISIONS D'EnBW	98	46.2	RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT.....	126
35.5	PROVISIONS DE CENG.....	99	46.3	RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION.....	127
35.6	AUTRES FILIALES.....	100	Note 47	Environnement	127
			47.1	QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE.....	127
			47.2	CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE.....	128
			47.3	CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUELABLE	128
			Note 48	Événements postérieurs à la clôture.....	129
			48.1	EDF.....	129
			48.2	EnBW	129
			Note 49	Périmètre de consolidation	130



Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	9	66 336	63 847
Achats de combustibles et d'énergie	10	(26 558)	(26 590)
Autres consommations externes	11	(11 231)	(10 258)
Charges de personnel	13	(11 452)	(10 476)
Impôts et taxes	14	(2 917)	(3 171)
Autres produits et charges opérationnels	15	3 288	2 083
Prolongation du TaRTAM - Loi du 4 août 2008	16	-	(1 195)
Excédent brut d'exploitation		17 466	14 240
Dotations aux amortissements		(6 976)	(5 714)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(490)	(526)
(Pertes de valeur) / reprises	17	(66)	(115)
Autres produits et charges d'exploitation	18	173	25
Résultat d'exploitation		10 107	7 910
Coût de l'endettement financier brut	19.1	(2 709)	(1 657)
Charges d'actualisation	19.2	(3 229)	(2 797)
Autres produits et charges financiers	19.3	1 413	1 404
Résultat financier	19	(4 525)	(3 050)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 582	4 860
Impôts sur les résultats	20	(1 614)	(1 599)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	26	120	367
Résultat net consolidé		4 088	3 628
dont résultat net part des minoritaires		183	144
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		3 905	3 484
Résultat net part du Groupe par action :			
Résultat par action en euro	33.4	2,14	1,91
Résultat dilué par action en euro	33.4	2,14	1,91

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » et de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires trading d'Edison.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la consolidation :

- de British Energy à compter du 5 janvier 2009 ;
- de Constellation Energy Nuclear Group (CENG) à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPE à compter du 26 novembre 2009.

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

(en millions d'euros)	2009	2008 ⁽¹⁾
Résultat net consolidé	4 088	3 628
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	1 257	(3 169)
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat	60	(83)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture ⁽³⁾	(1 393)	(2 104)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat	1 329	358
Différences de conversion ⁽⁴⁾	390	(1 578)
Impôts	(228)	1 435
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 415	(5 141)
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	5 503	(1 513)
dont part du Groupe	5 285	(1 590)
dont part des minoritaires	218	77

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

(2) Les variations concernent essentiellement EDF et EnBW. En 2008, elles reflètent les effets de la crise des marchés financiers (voir note 27.3.2).

(3) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture. Au 31 décembre 2009, la variation porte essentiellement sur les variations de juste valeur sur les couvertures de change pour (797) millions d'euros et sur les contrats de matières premières pour (412) millions d'euros (note 41.4).

Au 31 décembre 2008, la variation s'explique essentiellement par l'évolution des prix observée en fin d'année sur les marchés de l'énergie qui a induit des variations de juste valeur sur les contrats de charbon, d'électricité et de produits pétroliers documentés en couverture principalement chez EDF, EDF Energy, EnBW, et Edison pour (3 216) millions d'euros. Elle intègre également pour 857 millions d'euros l'effet des couvertures d'investissement net à l'étranger souscrites par EDF et EDF International au 31 décembre 2008.

(4) Les différences de conversion de l'exercice 2009 concernent principalement l'appréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro.



Bilans consolidés

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2009 ⁽²⁾	31/12/2008 ⁽¹⁾
Goodwill	21	13 526	6 807
Autres actifs incorporels	22	5 455	3 099
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	23	42 451	41 213
Immobilisations en concessions des autres activités	24	28 251	26 959
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	25	58 734	39 403
Titres mis en équivalence	26	4 421	2 852
Actifs financiers non courants	27	24 498	18 103
Impôts différés	20	3 099	2 900
Actif non courant		180 435	141 336
Stocks	28	12 662	9 290
Clients et comptes rattachés	29	19 633	19 144
Actifs financiers courants	27	12 450	15 329
Actifs d'impôts courants	20	376	992
Autres débiteurs	30	8 111	8 530
Trésorerie et équivalents de trésorerie	31	6 982	5 869
Actif courant		60 214	59 154
Actifs détenus en vue de leur vente	32	1 265	2
TOTAL DE L'ACTIF		241 914	200 492

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la consolidation :

- de British Energy à compter du 5 janvier 2009 ;
- de Constellation Energy Nuclear Group (CENG) à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPE à compter du 26 novembre 2009.

PASSIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2009 ⁽²⁾	31/12/2008 ⁽¹⁾
Capital	33	924	911
Réserves et résultats consolidés		27 028	22 286
Capitaux propres - part du Groupe		27 952	23 197
Intérêts minoritaires		4 773	1 801
Total des capitaux propres	33	32 725	24 998
Provisions pour aval du cycle nucléaire	35.1.1	17 531	14 686
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	35.1.2	20 003	13 886
Provisions pour avantages du personnel	36.1	13 412	12 890
Autres provisions	37	1 188	1 953
Provisions non courantes		52 134	43 415
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	38	19 667	19 025
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	38	20 217	19 491
Passifs financiers non courants	39	44 755	25 584
Autres crédateurs	44	5 725	5 628
Impôts différés	20	7 652	4 134
Passif non courant		150 150	117 277
Provisions	34	5 858	4 722
Fournisseurs et comptes rattachés	43	13 348	13 957
Passifs financiers courants	39	16 560	18 958
Dettes d'impôts courants		564	383
Autres crédateurs	44	22 298	20 197
Passif courant		58 628	58 217
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	32	411	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		241 914	200 492

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la consolidation :

- de British Energy à compter du 5 janvier 2009 ;
- de Constellation Energy Nuclear Group (CENG) à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPE à compter du 26 novembre 2009.



Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		5 582	4 860
Pertes de valeurs / (reprises)	17	66	115
Amortissements, provisions et variation de juste valeur		7 805	4 674
Produits et charges financiers		1 477	1 057
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		143	110
Plus-ou moins-values de cession		(569)	(245)
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽³⁾		(983)	(211)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 521	10 360
Frais financiers nets décaissés		(1 408)	(1 068)
Impôts sur le résultat payés		(963)	(1 720)
Annulation de la décision de la Commission européenne		1 224	-
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		12 374	7 572
Opérations d'investissement :			
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée) ⁽⁴⁾	7	(13 160)	(281)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	22, 23, 24, 25	(12 370)	(9 703)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	22, 23, 24, 25	252	214
Variations d'actifs financiers	27	334	(6 895)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		(24 944)	(16 665)
Opérations de financement :			
Émissions d'emprunts	39	30 228	15 717
Remboursements d'emprunts	39	(15 486)	(4 882)
Dividendes versés par EDF	33.3	(1 228)	(2 438)
Dividendes versés aux minoritaires		(83)	(90)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires ⁽⁵⁾		-	249
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	38	253	285
Subventions d'investissement		214	150
Actions propres		12	(180)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		13 910	8 811
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		1 340	(282)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture		5 869	6 035
Incidence des variations de change		(237)	(79)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		45	188
Incidence des autres reclassements		(35)	7
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		6 982	5 869

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la consolidation :

- de British Energy à compter du 5 janvier 2009 ;
- de Constellation Energy Nuclear Group (CENG) à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPE à compter du 26 novembre 2009.

(3) La variation du besoin en fonds de roulement intègre pour 2008 le reclassement de la soulte due à AREVA au titre de l'usine de retraitement de La Hague en dette fournisseurs pour 2 300 millions d'euros et en 2009 un versement effectué au titre de cette soulte pour (605) millions d'euros.

(4) L'offre publique d'achat et l'offre publique de retrait de British Energy se sont traduites par un règlement de 10 132 millions de livres sterling (10 827 millions d'euros). Au 5 janvier 2009, la trésorerie de British Energy s'élevait à 1 224 millions de livres sterling (1 308 millions d'euros).

L'acquisition de la participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group (CENG) a conduit à un apport complémentaire le 6 novembre 2009 de 3 502 millions de dollars US (2 508 millions d'euros).

Les autres opérations majeures réalisées au cours de l'exercice concernent les acquisitions par EnBW de 26 % d'EWE, Lippendorf et Bexbach pour environ 1,4 milliard d'euros, de 51 % de SPE pour 1 328 millions d'euros et la cession de 20 % d'intérêts dans Lake Acquisitions/British Energy à Centrica pour 2 215 millions de livres sterling (2 470 millions d'euros).

(5) Dont EDF Énergies Nouvelles : 248 millions d'euros en 2008.

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31/12/2007	911	24 266	(6)	(118)	2 157	27 210	1 586	28 796
Retraitements liés à l'application d'IAS 23	-	51	-	2	-	53	9	62
Capitaux propres au 1^{er} janvier 2008 retraités ⁽¹⁾	911	24 317	(6)	(116)	2 157	27 263	1 595	28 858
Total des gains et pertes comptabilisés directement aux capitaux propres ⁽²⁾	-	-	-	(1 528)	(3 546)	(5 074)	(67)	(5 141)
Résultat	-	3 484	-	-	-	3 484	144	3 628
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	3 484	-	(1 528)	(3 546)	(1 590)	77	(1 513)
Dividendes distribués	-	(2 438)	-	-	-	(2 438)	(91)	(2 529)
Rachats d'actions propres	-	-	(441)	-	-	(441)	-	(441)
Cessions d'actions propres	-	-	261	-	-	261	-	261
Autres variations ⁽⁴⁾	-	138	-	6	(2)	142	220	362
Capitaux propres au 31/12/2008 ⁽¹⁾	911	25 501	(186)	(1 638)	(1 391)	23 197	1 801	24 998
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres ⁽²⁾	-	-	-	354	1 026	1 380	35	1 415
Résultat	-	3 905	-	-	-	3 905	183	4 088
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	3 905	-	354	1 026	5 285	218	5 503
Dividendes distribués ⁽³⁾	-	(2 166)	-	-	-	(2 166)	(83)	(2 249)
Augmentation de capital ⁽³⁾	13	924	-	-	-	937	-	937
Rachats d'actions propres	-	-	(82)	-	-	(82)	-	(82)
Cessions d'actions propres	-	-	94	-	-	94	-	94
Autres variations ⁽⁵⁾	-	524	200	(36)	(1)	687	2 837	3 524
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2009	924	28 688	26	(1 320)	(366)	27 952	4 773	32 725

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

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

(3) Dont acomptes sur dividendes : 1 002 millions d'euros (64 millions d'euros en numéraire et 938 millions d'euros en émission d'actions) et solde du dividende 2008 : 1 164 millions d'euros.

(4) Les autres variations de capitaux propres de l'exercice 2008 incluent à hauteur de 248 millions d'euros l'augmentation de capital d'EDF Énergies Nouvelles souscrite par les minoritaires.

(5) La variation du poste « Réserves consolidées et résultat » provient essentiellement de l'incidence de l'annulation de la décision de la Commission européenne pour 889 millions d'euros et des effets de la cession partielle sans perte de contrôle de 20 % d'intérêts dans Lake Acquisitions/British Energy.

Les variations des intérêts minoritaires résultent essentiellement de l'entrée de Centrica au capital de Lake Acquisitions.



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 ceux de la Société et de ses filiales ainsi que la quote-part dans les coentreprises ou les entreprises associées (l'ensemble économique étant 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 2009 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 10 février 2010. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 18 mai 2010.

Note **Référentiel comptable du Groupe**

1

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	14
1.2 Évolution des principes comptables au 1 ^{er} janvier 2009	15

1.1

Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2009. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting*

Standards), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés de l'exercice 2009 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2008 qui a été retraité pour tenir compte de l'impact lié à la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » et de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires des opérations de trading d'Edison.

1.2

Évolution des principes comptables au 1^{er} janvier 2009

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2009 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2008 à l'exception des normes adoptées par l'Union européenne en 2007, 2008 et 2009 dont l'application est obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2009.

En effet, sont concernés les textes suivants :

- la norme IAS 1 version révisée « Présentation des états financiers » : cette norme impose, en complément du compte de résultat, la publication d'un « État du résultat net et des gains et pertes directement comptabilisés en capitaux propres ». Cet état détaille les résultats latents reconnus en capitaux propres, tels que les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente, des instruments de couverture et les différences de conversion. Précédemment, cette information figurait dans le tableau de variation des capitaux propres ;
- la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » qui supprime la possibilité de comptabiliser immédiatement en charges les coûts d'emprunts directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié et impose leur capitalisation dans les coûts de l'actif, dont les effets sont présentés en note 2 ;
- la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » : cette norme qui remplace IAS 14 impose de présenter l'information sectorielle selon une ventilation par secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par la Direction. Les évolutions par rapport à l'information sectorielle antérieurement présentée sont exposées en note 8 ;
- les amendements à IFRS 1 et IAS 27 « Coût d'une participation dans une filiale, une entité contrôlée conjointement ou une entreprise associée » ;
- l'amendement à la norme IFRS 2 « Conditions d'acquisition des droits et annulations » ;
- les amendements à IAS 32 et IAS 1 « Instruments financiers remboursables au gré du porteur et obligations à la suite d'une liquidation » ;
- les amendements à IFRS 7 « Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers » ;
- les amendements à IFRIC 9 et IAS 39 « Dérivés incorporés » ;
- les amendements applicables au 1^{er} janvier 2009 des améliorations annuelles (2006-2008) des IFRS ;
- l'interprétation IFRIC 13 « Programmes de fidélisation de la clientèle » ;
- l'interprétation IFRIC 14 « IAS 19 – Le plafonnement de l'actif au titre des régimes à prestations définies, les exigences de financement minimal et leur interaction ».

L'interprétation IFRIC 11 « IFRS 2 – Actions propres et transactions intra-groupe » est appliquée par anticipation depuis le 31 décembre 2007.

Par ailleurs, l'Union européenne a adopté le 10 septembre 2009, une version modifiée de l'amendement à IAS 39 et IFRS 7 « Reclassement des actifs financiers – date d'entrée en vigueur et transition ». Le précédent règlement était applicable à compter du 1^{er} juillet 2008. Il n'avait eu aucun effet sur les comptes du Groupe. L'amendement modifié précise que les sociétés qui ont déjà présenté leurs états financiers conformément au précédent règlement ne sont pas tenues de les présenter à nouveau. Ainsi, ce nouvel amendement est sans incidence pour le Groupe.

Conformément à l'article 2 du règlement CE n° 1164/2009 de la Commission européenne (27 novembre 2009), le Groupe appliquera l'interprétation IFRIC 18 « Comptabilisation des actifs reçus de clients » à partir du 1^{er} janvier 2010 (premier exercice commençant après le 31 octobre 2009). Lors de cette première application, l'interprétation devrait avoir un impact positif d'environ 1,8 milliard d'euros (net d'impôt) sur les capitaux propres du Groupe (note 3.7).

De plus, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les normes adoptées par l'Union européenne en 2009 et dont l'application n'est pas obligatoire :

- IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » amendée et IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » révisée : ces textes adoptés par l'Union européenne le 12 juin 2009 s'appliqueront aux regroupements d'entreprises qui ont lieu à compter des exercices ouverts à partir du 1^{er} juillet 2009, soit pour le Groupe, à compter du 1^{er} janvier 2010 ;
- l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » : l'Union européenne a adopté l'interprétation IFRIC 12 avec la publication à son J.O. du règlement (CE) n° 254/2009 du 25 mars 2009. L'application de l'interprétation est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture du premier exercice commençant après la date d'entrée en vigueur de ce règlement, soit, pour EDF, le 1^{er} janvier 2010, comme détaillé dans la note 3.12.1 du 31 décembre 2009. Le Groupe a mené une analyse qui lui permet de considérer à ce jour que, lorsque l'interprétation s'appliquera, elle aura un impact limité sur son bilan et son compte de résultat ;
- IFRS 1 « Première adoption des normes internationales d'information financière » version révisée, adoptée par l'Union européenne le 26 novembre 2009 qui n'a pas d'effet sur les comptes du Groupe ;
- amendement à IAS 32 « Classement des émissions de droits » : ce texte a été adopté le 24 décembre 2009 par l'Union européenne. L'impact potentiel est en cours d'évaluation ;
- les amendements à IAS 39 « Éléments éligibles à la couverture » adoptés par l'Union européenne le 16 septembre 2009 s'appliquent à compter des exercices ouverts à partir du 1^{er} juillet 2009, soit pour EDF, à compter du 1^{er} janvier 2010. L'impact potentiel est en cours d'évaluation ;
- les amendements relatifs à IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » et IFRS 1 « Première adoption des normes internationales d'information financière » décrits dans les améliorations annuelles (2006-2008) des normes internationales qui s'appliqueront, de manière obligatoire, à compter du 1^{er} janvier 2010 ;
- IFRIC 15 « Contrats de construction de biens immobiliers », adoptée par l'Union européenne le 23 juillet 2009. Cette interprétation n'a aucune incidence sur le Groupe ;
- IFRIC 16 « Couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger » adoptée par l'Union européenne le 5 juin 2009 : l'impact potentiel de cette interprétation est en cours d'évaluation ;
- IFRIC 17 « Distribution d'actifs non monétaires aux propriétaires » adoptée par l'Union européenne le 27 novembre 2009. L'impact potentiel de cette interprétation est en cours d'évaluation.



En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne au plus tôt en 2010 :

- IAS 24 version révisée « Informations sur les parties liées » ;
- améliorations annuelles (2007-2009) des IFRS ;
- amendements à IFRS 1 « Exemptions additionnelles pour les premiers adoptants » ;
- amendement à IFRS 2 « Transactions intra-groupe dont le paiement est fondé sur des actions et qui sont réglées en trésorerie » ;
- amendements à IFRIC 14 « Paiements anticipés des exigences de financement minimal » ;

- IFRIC 19 « Extinction de passifs financiers au moyen d'instruments de capitaux propres ».

Enfin dans le cadre du projet de refonte d'IAS 39, l'IASB a adopté une nouvelle norme IFRS 9 « Instruments financiers - Phase 1 Classification et évaluation » en novembre 2009. N'ayant pas fait l'objet d'une adoption par l'Europe, et suivant les dispositions réglementaires en vigueur, cette norme n'est pas applicable par anticipation pour l'exercice clos le 31 décembre 2009.

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

Note Comparabilité des exercices

2

2.1 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2008	17
2.2 Impact sur le bilan au 31 décembre 2008	18
2.3 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2008	19

– IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts »

La norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » est entrée en application depuis le 1^{er} janvier 2009. Cette norme, qui conduit à un changement de méthode comptable, impose d'incorporer les coûts d'emprunts dans le coût de l'actif, lorsqu'ils sont directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié. Les autres coûts d'emprunts restent enregistrés en charges financières au cours de la période à laquelle ils se rattachent.

Le Groupe a décidé d'appliquer rétroactivement cette norme à compter du 1^{er} janvier 2005 afin d'assurer une cohérence comptable pour les investissements significatifs du Groupe, notamment l'EPR Flamanville 3, dont les premières dépenses ont été engagées à compter de l'exercice 2005.

L'application rétrospective de cette norme conduit à présenter une information comparative de la période précédente.

L'impact sur les capitaux propres – part du Groupe s'élève à 53 millions d'euros au 1^{er} janvier 2008 et à 139 millions d'euros au 31 décembre 2008.

L'impact au 1^{er} janvier 2008 concerne principalement le secteur France pour 27 millions d'euros du fait notamment des investissements réalisés sur l'EPR.

– Activités trading d'Edison

Par ailleurs, Edison a développé ses activités de trading d'énergie au cours de l'exercice 2008. Afin de se conformer aux règles de présentation du Groupe, le chiffre d'affaires est, à compter de 2009, présenté net des achats. En conséquence, le chiffre d'affaires et les achats combustibles de l'exercice 2008 ont été retraités et sont minorés de 432 millions d'euros.

2.1

Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2008

(en millions d'euros)	2008 publié	Impacts IAS 23	Impacts trading Edison	2008 retraité
Chiffre d'affaires	64 279		(432)	63 847
Achats de combustibles et d'énergie	(27 022)		432	(26 590)
Autres consommations externes	(10 258)			(10 258)
Charges de personnel	(10 476)			(10 476)
Impôts et taxes	(3 171)			(3 171)
Autres produits et charges opérationnels	2 083			2 083
Prolongation du TaRTAM - Loi du 4 août 2008	(1 195)			(1 195)
Excédent brut d'exploitation	14 240			14 240
Dotations aux amortissements	(5 713)	(1)		(5 714)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(526)			(526)
(Pertes de valeur) / reprises	(115)			(115)
Autres produits et charges d'exploitation	25			25
Résultat d'exploitation	7 911	(1)		7 910
Coût de l'endettement financier brut	(1 657)			(1 657)
Charge d'actualisation	(2 797)			(2 797)
Autres produits et charges financiers	1 287	117		1 404
Résultat financier	(3 167)	117		(3 050)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 744	116		4 860
Impôts sur les résultats	(1 561)	(38)		(1 599)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	352	15		367
Résultat net consolidé	3 535	93		3 628
dont résultat net part des minoritaires	135	9		144
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 400	84		3 484



2.2

Impact sur le bilan au 31 décembre 2008

ACTIF

	31/12/2008 publié	Impacts IAS 23 et trading Edison	31/12/2008 retraité
<i>(en millions d'euros)</i>			
Goodwill	6 807	-	6 807
Autres actifs incorporels	3 076	23	3 099
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	41 213	-	41 213
Immobilisations en concessions des autres activités	26 957	2	26 959
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre ⁽¹⁾	39 245	158	39 403
Titres mis en équivalence	2 819	33	2 852
Actifs financiers non courants	18 103	-	18 103
Impôts différés	2 912	(12)	2 900
Actif non courant	141 132	204	141 336
Actif courant	59 154	-	59 154
Actifs détenus en vue de la vente	2	-	2
TOTAL DE L'ACTIF	200 288	204	200 492

PASSIF

	31/12/2008 publié	Impacts IAS 23 et trading Edison	31/12/2008 retraité
<i>(en millions d'euros)</i>			
Capital	911	-	911
Réserves et résultats consolidés	22 147	139	22 286
Capitaux propres - part du Groupe	23 058	139	23 197
Intérêts minoritaires	1 784	17	1 801
Total des capitaux propres	24 842	156	24 998
Provisions non courantes	43 415	-	43 415
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	19 025	-	19 025
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	19 491	-	19 491
Passifs financiers non courants	25 584	-	25 584
Autres créditeurs	5 628	-	5 628
Impôts différés	4 086	48	4 134
Passif non courant	117 229	48	117 277
Passif courant	58 217	-	58 217
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	200 288	204	200 492

⁽¹⁾ Détail impact IAS 23 :

	31/12/2008 publié	Impacts IAS 23	31/12/2008 retraité
<i>(en millions d'euros)</i>			
Immobilisations	33 547	33	33 580
Immobilisations en cours	5 389	125	5 514
Immobilisations financées par location-financement	309	-	309
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	39 245	158	39 403

2.3

Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2008

(en millions d'euros)

	31/12/2008 publié	Impacts IAS 23	31/12/2008 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 744	116	4 860
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	4 788	1	4 789
Produits et charges financiers	1 174	(117)	1 057
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	110	-	110
Plus-ou moins-values de cession	(245)	-	(245)
Variation du besoin en fonds de roulement	(211)	-	(211)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	10 360	-	10 360
Frais financiers nets décaissés	(1 068)	-	(1 068)
Impôts sur le résultat payés	(1 720)	-	(1 720)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	7 572	-	7 572
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(16 665)	-	(16 665)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	8 811	-	8 811
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(282)	-	(282)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	6 035	-	6 035
Incidence des variations de change	(79)	-	(79)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	188	-	188
Incidence des autres reclassements	7	-	7
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 869	-	5 869



Note **Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation**

3

3.1 Bases d'évaluation	21
3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe	21
3.3 Méthodes de consolidation	22
3.4 Règles de présentation des états financiers	23
3.5 Méthodes de conversion	23
3.6 Parties liées	24
3.7 Chiffre d'affaires	24
3.8 Impôts sur les résultats	24
3.9 Goodwill et regroupements d'entreprises	25
3.10 Autres actifs incorporels	25
3.11 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles.	26
3.12 Contrats de concession	27
3.13 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures	28
3.14 Contrats de location	29
3.15 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles	29
3.16 Actifs et passifs financiers	30
3.17 Stocks et en-cours	33
3.18 Clients et comptes rattachés	33
3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie	34
3.20 Capitaux propres	34
3.21 Actions propres	34
3.22 Provisions	34
3.23 Avantages du personnel	35
3.24 Passifs spécifiques des concessions	36
3.25 Subventions d'investissement	37
3.26 Dépenses environnementales	37
3.27 Résultat net par action et résultat net dilué par action	38
3.28 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées	38

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

3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés suivant la convention de la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 3.16.

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 l'évaluation des aléas positifs et négatifs 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 des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du groupe EDF.

3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Une modification des taux d'actualisation serait considérée comme un changement d'estimation au même titre qu'un changement d'échéancier de décaissement ou qu'un changement de devis dont les effets seraient enregistrés :

- sur les actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
 - en résultat dans les autres cas ;
- et pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

Des analyses de sensibilité sont présentées en note 35.2.3.2.

3.2.2 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 aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires ainsi qu'à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues.

Des analyses de sensibilité sont présentées en note 36.4.

3.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues 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.

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, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.



3.2.5 Énergie et acheminement en compteurs

Comme précisé en note 3.7, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

3.2.6 Évaluation des 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 privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eu l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 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 et de dates de décaissements.

3.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché défini dans les lois du 7 décembre 2006 et du 4 août 2008, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et la quote-part de financement de ce dispositif par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) à chaque date d'arrêté.

3.2.8 Autres jugements de la Direction

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

Enfin, dans un contexte de crise économique et financière qui s'est poursuivie en 2009, caractérisé notamment par une certaine 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. Une prolongation profonde et durable de cette crise pourrait conduire à une révision de certaines de ces hypothèses de long terme utilisées pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture.

3.3

Méthodes de consolidation

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

Les coentreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage 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 accord conjoint.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence.

Les titres mis en équivalence sont inscrits 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 sociétés mises en équivalence » du compte de résultat.

Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle et ce, jusqu'à la date de transfert de ce contrôle en cas de cession.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

La liste des filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 49.

3.4

Règles de présentation des états financiers

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

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

Les engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement donnés par une entité du groupe EDF sont présentés en « Autres créiteurs courants et non courants », en contrepartie du goodwill et des intérêts minoritaires.

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.

3.5

Méthodes de conversion

3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros qui est la monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation du groupe EDF. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

3.5.2 Monnaie fonctionnelle

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

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 euro 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 « Différences de conversion ».

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

3.5.4 Conversion des opérations en devises

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

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



3.6

Parties liées

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

3.7

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie 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 :

- l'existence d'un contrat est acquise ;
- 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 livrée non relevée non facturée 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.

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement aux réseaux de distribution d'électricité sont, pour l'essentiel, enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribué à financer ou de la durée estimée des contrats clients.

Le Groupe appliquera l'interprétation IFRIC 18 à compter du 1^{er} janvier 2010 de manière rétrospective (note 1.2). Les entités du Groupe (EDF, ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Energy, Demasz et SSE) pour lesquelles IFRIC 18 entraîne un changement de méthode comptable (suppression de l'étalement), reprendront à cette date leurs produits constatés d'avance existants par la contrepartie de leurs capitaux propres. Elles comptabiliseront par ailleurs leurs revenus de raccordement perçus à compter du 1^{er} janvier 2010 en produits de l'année. RTE et EnBW, quant à elles, de par la nature des prestations correspondant à ces contributions et la structure de leurs tarifs, continueront à opérer un étalement.

3.8

Impôts sur les résultats

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

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

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

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

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

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

3.9

Goodwill et regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont constatés selon la méthode de l'acquisition telle que définie dans la norme IFRS 3 telle que publiée en 2004. Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition auxquels s'ajoutent les coûts annexes directement attribuables à l'acquisition.

3.9.1 Détermination des goodwill

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

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

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

3.9.2 Évaluation et présentation des goodwill

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

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

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur constatées.

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 3.15.

3.10

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués de logiciels, de brevets et droits similaires, de droits d'exploitation, de marques et de frais de développement, et sont amortis linéairement selon leur durée d'utilité.

Ils incluent également les droits d'émissions de gaz à effet de serre acquis à titre onéreux, mais qui ne sont pas amortis.

3.10.1 Dépenses de recherche et de 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 actifs incorporels lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;



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

3.10.2 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

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

de marché. Cette provision est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

Les achats/ventes à terme de quotas 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.

3.10.3 Certificats d'énergie renouvelable

Pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable et n'étant pas en mesure de satisfaire cette obligation en fin d'exercice, le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

- les certificats obtenus dans la limite de l'obligation ne sont pas comptabilisés ;
- les certificats acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ;
- une provision est constituée au prorata du déficit constaté à la date d'arrêté par rapport à l'obligation ramenée à la période considérée. 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 à l'État.

En l'absence d'obligation de commercialisation d'énergie renouvelable, les certificats reçus ou acquis pour revente sont comptabilisés en stocks.

3.11

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.

3.11.1 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 3.22). 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 la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du traitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

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

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de l'actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant.

Cette approche concerne principalement les coûts des révisions décennales imposées réglementairement pour les centrales nucléaires ainsi que les coûts de grande révision programmée qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux révisions. Elle s'applique également à certaines pièces amorties sur leur durée propre.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations sont comptabilisés en immobilisations dès lors qu'ils sont directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié (note 2).

3.11.2 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.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

- Barrages hydroélectriques : 75 ans
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans
- Centrales thermiques à flamme : 30 à 45 ans
- Installations de production nucléaire : 40 ans*
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans
- Installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans

3.12 Contrats de concession

3.12.1 Méthodes comptables

Le groupe EDF comptabilise les contrats public/privé selon les normes et interprétations IAS 16, IAS 17, IAS 18, IAS 37, IFRS 6, et IFRIC 4 en fonction des spécificités des contrats.

L'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » a été adoptée par l'Union européenne le 25 mars 2009 et sera appliquée par le groupe EDF au 1^{er} janvier 2010.

Le Groupe a mené une analyse qui lui permet de considérer que cette interprétation aura un impact limité sur son bilan et son compte de résultat.

3.12.2 Concessions en France

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

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

3.12.2.1 LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

CADRE GÉNÉRAL

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

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte

l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé d'EDF puisse un jour être remis en cause.

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

CONSTATATION DES ACTIFS COMME IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les actifs utilisés par EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne dédiée 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.

3.12.2.2 LES CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

Les contrats de concession de Forces Hydrauliques 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.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition. Les évolutions réglementaires récentes 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 (voir note 4.1).

* Sous réserve de dispositions réglementaires applicables dans certains pays.



3.12.2.3 LA CONCESSION DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT

La loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service a été filialisé, à compter du 1^{er} janvier 2005, sous le nom de RTE EDF Transport, société intégrée globalement.

Un nouveau cahier des charges-type de concession du réseau public de transport a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. L'avenant à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport du réseau public de transport d'électricité a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051.

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE EDF Transport. Ils sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités ».

3.12.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités » à l'exception des droits de prospection et des dépenses associées à la découverte de ressources minérales qui figurent en immobilisations incorporelles. Les principaux pays concernés sont les suivants :

– le Royaume-Uni

EDF Energy est propriétaire de réseaux de distribution publique d'électricité.

La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence et le réseau peut être cédé à sa juste valeur. Les licences peuvent être révoquées, en cas de manquement aux obligations de la licence de distribution, avec un préavis de 25 ans.

– l'Allemagne

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non-renouvellement de concession, EnBW peut céder le réseau à sa juste valeur ou à la valeur de remplacement amortie.

– l'Italie

Edison 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. Il est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont gratuitement cessibles à l'échéance de la concession, par exemple les conduites.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 3.13).

Les actifs relatifs aux sociétés d'exploration-production ainsi que les concessions d'hydrocarbures d'Edison sont amortis selon la méthode de l'unité de production ; les dépenses qui sont associées à la découverte de ressources minérales spécifiques, sont amorties sur l'exercice.

3.13

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

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

Ils sont amortis selon la méthode à l'unité de production (UOP - « *Unit of production method* »).

3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition 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.

3.14.1 Contrats de location-financement

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

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

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont rattachés aux rubriques d'immobilisations concernées, avec pour contrepartie une dette financière ; ils sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

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.

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 paiements effectués au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat.

3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

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

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

3.15 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un goodwill ou un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué selon les modalités suivantes :

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

Les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. Le Groupe a retenu comme Unité Génératrice

de Trésorerie (UGT), soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilés le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT).

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



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

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, actifs dédiés et autres titres de placement), 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 actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 27.3.2.1 et 35.2.3). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

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 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.

3.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

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

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

3.16.1.1 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT

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

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

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. 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 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 sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des autres contrats de matières premières qualifiés de dérivés sont classées en « Chiffre d'affaires » ou en « Achats de combustibles et d'énergie » selon la nature du sous-jacent ou du risque couvert par ces dérivés.

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « Juste valeur sur option » dans les 3 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.

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.

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 provision pour dépréciation.

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

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 actifs dédiés, les fonds réservés ainsi que les titres de placement.

S'agissant des actifs dédiés conservés sur un horizon de long voire très long terme, ceux-ci sont classés par défaut dans cette catégorie.

Les actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés au coût d'acquisition à leur date de transaction, puis en date d'arrêté comptable à leur 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. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

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 (voir note 3.16.2).

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

3.16.1.5 DETTES FINANCIÈRES ET DETTES D'EXPLOITATION

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière. La juste valeur de la dette est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

3.16.1.6 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

3.16.1.6.1 CHAMP D'APPLICATION

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

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

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

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

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

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

3.16.1.6.2 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 d'EDF Trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

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

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



3.16.1.6.3 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 étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

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 où les variations de flux de trésorerie générés par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

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

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

(C) Couverture d'un investissement net

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

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

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.

3.16.2.1 ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI

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

3.16.2.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

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

En particulier, le Groupe distingue les critères de dépréciation sur la partie du portefeuille représentant les actifs dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle nucléaire pour EDF en prenant en considération les obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements et la gestion long terme de ces fonds.

3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

3.16.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».

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 de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché. Le coût des stocks est déterminé en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

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

3.17.1 Matières et combustibles nucléaires

Les stocks de matières et de combustibles nucléaires sont constitués de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur et en magasin. Le cycle de fabrication des combustibles nucléaires est supérieur à un an.

Les matières et combustibles 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...).

Les stocks de combustibles nucléaires sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

Du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, en France, le coût des stocks pour les combustibles engagés en réacteur et non encore irradiés comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustibles nucléaires sont enregistrées en charges de période.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Le Groupe ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. 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.

3.17.2 Matières et autres stocks d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

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

3.17.3 Certificats d'énergie renouvelable

Les certificats d'énergie renouvelable obtenus ou acquis et ne devant pas être restitués à l'État dans le cadre d'une obligation réglementaire sont comptabilisés en « Autres stocks ».

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 provision pour dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire basée 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.

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.



3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

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

3.20 Capitaux propres

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.

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.

3.21 Actions propres

Les actions propres sont des titres d'autocontrôle émis par l'entreprise consolidante et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition

en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

3.22 Provisions

Les provisions sont comptabilisées 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.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'une obligation, d'un risque ou 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.

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.

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.

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble du combustible (en France, la provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit son degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires) ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel de l'électricité,

- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique. Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

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

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

3.23 Avantages du personnel

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries électriques et gazières (IEG), d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

3.23.1 Engagements concernant les retraites et 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.

Les engagements d'EDF et des filiales françaises relevant du régime des IEG sont décrits dans la note 36.2.2 pour chacun de ces engagements.

3.23.2 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 Industries électriques et gazières pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 36.3 de la présente annexe.

3.23.3 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 en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.



Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

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

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

Pour les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels provenant essentiellement de la variation du taux d'actualisation ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

3.23.4 Paiements sur la base d'actions

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

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

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

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

3.24

Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité en France.

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont décomposés, depuis le 1^{er} janvier 2007, 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.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

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

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

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

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

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 2 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 5 % compte tenu d'une durée moyenne de 8 ans ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle actualisation pour l'exercice 2009 :

– Impact sur le compte de résultat

<i>(en millions d'euros)</i>	2009
Résultat d'exploitation	670
Résultat financier	(580)
Résultat avant impôt	90

– Impact bilan – capitaux propres

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>	2009
À l'ouverture	2 240
À la clôture	2 330

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.

3.25 Subventions d'investissement

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

3.26 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires 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 sous trois rubriques :

- 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 au bénéfice de tiers, sans contrepartie au moins équivalente attendue de ceux-ci après la clôture des comptes ;

- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.



3.27

Résultat net par action et résultat net dilué par action

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

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

3.28

Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

Note

Événements réglementaires survenus en France en 2009

4

4.1 Concessions de Forces Hydrauliques	38
4.2 Lois SRU – UH (relatives à la solidarité et au renouvellement urbain – urbanisme et habitat)	39

4.1

Concessions de Forces Hydrauliques

L'article 7 de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant, institué par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

L'article 33 de la loi n° 2006-1771 du 30 décembre 2006 de finances rectificative pour 2006 prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié du contrat, sans que cette durée puisse être inférieure à 10 ans, et à l'exclusion de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession.

Le décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 a apporté notamment des précisions sur les modalités d'indemnisation des travaux effectués lors de la deuxième moitié de la concession et réalisés antérieurement à la publication du décret. Conformément aux dispositions prévues par ce décret, EDF a déposé en début d'année 2009 à l'agrément du ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer, les dépenses éligibles à indemnisation. L'instruction de ce dossier par l'administration est en cours.

La prise en compte de ces évolutions réglementaires a conduit à constituer à compter du 1^{er} janvier 2009, un complément d'amortissement pour les biens remis gratuitement en fin de concession et dont la date de fin de vie technique va au-delà de la date de fin de concession.

L'accélération du plan d'amortissement conduit à une charge d'amortissement supplémentaire de 14 millions d'euros sur 2009.

4.2

Lois SRU – UH (relatives à la Solidarité et au Renouvellement Urbain – Urbanisme et Habitat)

Les textes d'application des articles des lois SRU (Solidarité Renouvellement Urbains) et UH (Urbanisme et Habitat) relatifs aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité ont mis en œuvre, à compter du 1^{er} janvier 2009, un nouveau dispositif dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- définition des opérations de raccordement avec distinction de la partie extension et de la partie branchement ainsi qu'identification précise des bénéficiaires (collectivités en charge de l'urbanisme et clients raccordés) ;
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation des opéra-

tions de raccordement (barème approuvé par la Commission de Régulation de l'Électricité (CRE) le 27 mars 2008) ;

- prise en charge directement en dedans du tarif d'acheminement d'une partie du prix de raccordement par application d'un taux de réfaction aux prix du barème (taux précisés dans l'arrêté du 17 juillet 2008) ;
- la part facturée aux bénéficiaires ou « Contribution » se substitue aux mécanismes antérieurs (tickets de raccordement, participations et remises gratuites des aménageurs). Les contributions sont comptabilisées en chiffre d'affaires sur l'exercice au cours duquel elles sont reçues.

Note 5 Opérations majeures de croissance externe

5

5.1 British Energy	39
5.2 SPE	42
5.3 Constellation Energy Nuclear Group (CENG)	43

5.1 British Energy

5.1.1 Prise de contrôle de British Energy

Le 5 janvier 2009, à l'issue de l'offre publique d'achat lancée le 5 novembre 2008 par Lake Acquisitions Ltd, filiale à 100 % du groupe EDF, le Groupe a pris le contrôle de British Energy.

Ainsi, le 5 janvier 2009, Lake Acquisitions détenait ou avait reçu des acceptations valables portant sur 1 550 102 522 actions British Energy représentant 96,44 % du capital alors émis de British Energy.

À cette même date, British Energy a demandé à l'autorité de marché britannique le retrait de ses actions de la cote, retrait qui a pris effet au 3 février 2009.



Le 12 janvier 2009, Lake Acquisitions a annoncé le dépôt d'une offre de retrait obligatoire au bénéfice des actionnaires de British Energy qui n'avaient pas encore accepté les offres. Les actionnaires de British Energy ont eu jusqu'au 23 février 2009 pour accepter les offres initiales, après quoi leurs actions ont été acquises par Lake Acquisitions dans les conditions du retrait obligatoire.

À l'issue de ces opérations, Lake Acquisitions détient 1 611 519 535 actions, représentant l'intégralité des actions de British Energy à l'exception de l'« Action Spéciale » détenue par le gouvernement britannique.

5.1.2 Valeur d'acquisition

Le coût d'acquisition de British Energy, incluant les 26,5 % achetés en septembre 2008 s'élève à 12 611 millions de livres sterling, équivalant à 13 476 millions d'euros sur la base du cours de change apprécié à la date de la prise de contrôle du 5 janvier 2009 (1 £ = 1,0686 €). Il se décompose comme suit :

- le règlement en numéraire de 12 180 millions de livres sterling (13 016 millions d'euros) ;

- l'émission de 389 982 701 certificats de valeur conditionnelle (« CVR-linked Nuclear Power Note »), à échéance 2019 et donnant droit, aux actionnaires existants de British Energy ayant souscrit à l'offre alternative dans la limite de 32,28 % du nombre total des actions British Energy acquises, à recevoir annuellement entre 2010 et 2019 et au 31 janvier de chaque année, un paiement conditionnel fonction de la production nucléaire effective de British Energy et des prix de gros de l'électricité au Royaume-Uni. La juste valeur de ces certificats à la date d'acquisition a été appréciée par le Groupe sur la base des termes de l'offre soit 74 pence par CVR. L'évolution ultérieure de la valeur des CVR constitue un ajustement du prix d'acquisition, dont le montant deviendra définitif à la date d'échéance de ces certificats. Ces certificats étant cotés, au 31 décembre 2009, le Groupe a retenu leur cours de bourse pour apprécier leur juste valeur, soit 35 pences par CVR. Il en résulte un ajustement du prix d'acquisition de 152 millions de livres sterling. Le premier versement effectué au titre de ces CVR en janvier 2010 s'élève à 44 millions de livres sterling ;
- les frais liés à l'acquisition :

	Nombre de titres	Valeur unitaire (en pence)	Montant (en millions de livres sterling)
Actions British Energy ⁽¹⁾	1 611 519 535	774	12 469
Frais liés à l'acquisition			142
Prix d'acquisition au 5 janvier 2009			12 611
Ajustement de la valeur des CVR			(152)
Prix d'acquisition au 31 décembre 2009			12 459

(1) Dont 389 982 701 CVR, valorisés pour 289 millions de livres sterling au 5 janvier 2009.

Le financement de l'acquisition de British Energy a été assuré par :

- un crédit syndiqué bancaire de 11 milliards de livres sterling souscrit le 23 septembre 2008, tiré à hauteur de 7 345 millions de livres sterling (8 186 millions d'euros) en janvier 2009 ;
- et pour le solde, par un placement obligataire privé réalisé le 26 janvier 2009 auprès d'investisseurs institutionnels qualifiés aux États-Unis et d'autres investisseurs situés en dehors des États-Unis dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission pour un montant de 5 milliards de dollars US.

Les tirages sur le crédit syndiqué ont été intégralement remboursés au cours de l'exercice grâce au refinancement réalisé notamment par l'émission :

- de deux emprunts obligataires pour 4 milliards d'euros le 23 janvier 2009 ;
- de deux emprunts obligataires sur le marché suisse pour 650 millions de francs suisses le 3 mars 2009 ;
- d'un emprunt obligataire de 1,5 milliard de livres sterling le 2 juin 2009 ;
- d'un emprunt obligataire ouvert aux particuliers en France de 3,3 milliards d'euros le 17 juillet 2009 ;

- de cinq emprunts obligataires au Japon pour 120,4 milliards de yens en juillet 2009 ;
- d'un emprunt obligataire pour 2,5 milliards d'euros le 11 septembre 2009.

Les informations sur ces emprunts sont détaillées en note 39.

5.1.3 Affectation du prix d'acquisition

Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de British Energy, qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 (telle que publiée en 2004), qu'ils aient ou non été comptabilisés antérieurement dans les états financiers de British Energy, ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition du 5 janvier 2009, avec des valeurs déterminées sur la base du bilan d'ouverture arrêté au 5 janvier 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme IFRS 3, le Groupe a finalisé l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes comptables et règles d'évaluation.

5.1.4 Éléments du bilan d'entrée de British Energy dans les comptes consolidés du groupe EDF

Après prise en compte des justes valeurs d'actifs et de passifs, le bilan d'entrée définitif de British Energy au 5 janvier 2009 s'établit comme suit :

	En millions de livres sterling		En millions d'euros	
	Valeur historique British Energy	Ajustement Juste Valeur	Valeur d'entrée dans le Groupe	Valeur d'entrée dans le Groupe ⁽¹⁾
ACTIF				
Goodwill	321	(321)	-	-
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	1 657	7 128	8 785	9 388
Actifs de conversion	6 455	(6 455)	-	-
Autres actifs incorporels	48	623	671	717
Actifs financiers	5 662	-	5 662	6 050
Stocks	1 289	593	1 882	2 011
Clients et comptes rattachés	610	-	610	652
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 224	-	1 224	1 308
TOTAL DES ACTIFS	17 266	1 568	18 834	20 126
PASSIF				
Provisions nucléaires	6 611	159	6 770	7 234
Provisions pour avantages du personnel	269	(257)	12	13
Autres provisions	41	1 318	1 359	1 452
Impôts différés	56	2 133	2 189	2 339
Passifs financiers	625	84	709	758
Fournisseurs et comptes rattachés	612	(90)	522	558
Autres dettes	53	(5)	48	51
TOTAL DES PASSIFS	8 267	3 342	11 609	12 405
ACTIF NET	8 999	(1 774)	7 225	7 721
Coût d'acquisition au 5 janvier 2009 (note 5.1.2)			12 611	13 476
Goodwill au 5 janvier 2009			5 386	5 755
Ajustement de la valeur des CVR (note 5.1.2)			(152)	
GOODWILL AU 31/12/2009			5 234	

(1) Au taux de change du 5 janvier (1 £ = 1,0686 €).

Après prise en compte de l'ajustement de la valeur des CVR et des évolutions du taux de change de la livre sterling, le goodwill au 31 décembre s'établit à 5 894 millions d'euros.

Les principaux retraitements comptabilisés dans le cadre du bilan d'entrée sont présentés ci-après :

- juste valeur des centrales et des terrains : + 7 128 millions de livres sterling
La juste valeur des centrales British Energy a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés – DCF nets d'impôt – fondée sur des données de marché et sur la durée actuelle d'exploitation des centrales. Les principales hypothèses sont relatives :
 - aux prix de marché de l'électricité au Royaume-Uni ;
 - aux volumes projetés d'électricité produite, sans tenir compte de l'effet d'une éventuelle prolongation de la durée de vie de ces centrales ;
 - aux coûts des combustibles nucléaire et fossile ;
 - aux dépenses de maintenance et d'investissement.

Cette juste valeur ainsi déterminée est sensible aux principales hypothèses considérées.

La valeur des terrains a été évaluée sur la base de dernières enchères réalisées par la NDA (*Nuclear Decommissioning Authority*).

- annulation de l'actif de conversion : (6 455) millions de livres sterling
Cet actif est représentatif dans les comptes de British Energy de la contrepartie résultant de la conversion en actions par le NLF (*Nuclear Liability Fund*) de son droit préexistant à l'acquisition à percevoir un paiement (mécanisme du « *Cash sweep payment* »). Cette quote-part d'actif net, n'ayant pas de valeur pour le groupe EDF, ne constitue pas un actif identifiable en date d'acquisition et en conséquence n'est pas prise en compte. En revanche, la nouvelle valorisation des centrales intègre les effets de l'accord de prise en charge par le NLF des obligations nucléaires de long terme de British Energy.
- contrats relatifs aux commodités
Ces contrats concernent principalement les achats/ventes d'électricité et de combustibles nucléaires. Ils sont valorisés à leur juste valeur selon IFRS 3, l'ajustement prenant en compte la différence de valorisation entre les prix de marché au 5 janvier 2009 et les prix des contrats. Il est ainsi constaté un actif ou passif correspondant respectivement à la valeur positive ou négative des contrats d'énergie en date d'acquisition, qui s'éteindra en fonction des livraisons effectives aux dates prévues dans les contrats.



- autres ajustements
Ceux-ci concernent principalement les actifs incorporels relatifs à la marque « British Energy », les terrains destinés à être vendus, les stocks, les emprunts, les passifs éventuels relatifs aux litiges et à la variation de la provision pour avantages au personnel mis à leur juste valeur.
- impôts différés
Passif d'impôt correspondant à l'impôt différé généré par la réévaluation des actifs, passifs et passifs éventuels opérée dans le cadre de la première consolidation de British Energy.

Le goodwill qui résulte de l'allocation du prix d'acquisition au 5 janvier 2009 s'élève à 5 386 millions de livres sterling (soit 5 755 millions d'euros). Il est notamment supporté à ce jour par les avantages économiques résultant essentiellement du savoir-faire de l'entreprise acquise, des perspectives d'extension de la durée de vie des centrales existantes, la possibilité, du fait de l'acquisition de British Energy, de construire quatre nouvelles centrales nucléaires ainsi que des synergies attendues de l'intégration de British Energy avec les autres entités du Groupe.

5.1.5 Engagements pris par EDF pour répondre aux conditions posées par la Commission européenne

La Commission européenne a autorisé l'acquisition par Lake Acquisitions Ltd de British Energy sous les conditions suivantes :

- l'engagement de cession de la centrale au charbon d'Eggborough détenue par British Energy et de la centrale au gaz de Sutton Bridge détenue par EDF Energy. Suite à l'exercice de l'option de vente par un consortium de banques représentant la majorité des créanciers d'Eggborough, le transfert de propriété devrait intervenir fin mars 2010.

Par ailleurs, un contrat de « *Capacity tolling agreement* » a été signé avec des tiers garantissant la livraison de la totalité de la production de la centrale de Sutton Bridge ;

- la renonciation à une des trois demandes du Groupe de connexion au réseau haute tension d'électricité géré par National Grid sur le site de Hinkley Point ;
- la mise sur le marché de volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015 ;
- l'engagement par EDF de vendre un terrain adjacent aux centrales nucléaires de British Energy de Dungeness ou de Heysham.

5.1.6 Accords Centrica – EDF

EDF et Centrica ont mis en œuvre le 26 novembre 2009 deux accords distincts portant d'une part sur l'investissement de Centrica à hauteur de 20 % dans les activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni, et d'autre part, sur la cession à EDF par Centrica de ses 51 % dans SPE.

Les principales dispositions de ces accords concernent :

- la prise de participation par Centrica dans Lake Acquisitions/British Energy à due concurrence de 20 % pour un montant de 2,2 milliards de livres sterling et l'engagement, à même proportion, dans le programme de relance de l'énergie nucléaire au Royaume-Uni que va développer EDF, portant sur la construction de quatre nouveaux réacteurs de technologie EPR. Cet accord prévoit également l'enlèvement, en proportion de leur participation, par les groupes EDF et Centrica, de l'électricité qui sera produite par le parc existant de British Energy et par le parc du Nouveau Nucléaire ;
- la fourniture par EDF à Centrica de 18 TWh d'électricité supplémentaires aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011 (note 12.2) ;
- l'acquisition par EDF de la participation détenue jusqu'alors par Centrica dans SPE en Belgique pour 1,3 milliard d'euros (note 5.2).

La cession de 20 % de Lake Acquisitions/British Energy à Centrica s'est traduite par un effet négatif de 252 millions d'euros enregistré en capitaux propres, s'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans perte de contrôle.

5.2

SPE

5.2.1 Prise de contrôle de SPE

Le 12 novembre 2009, la Commission européenne a autorisé l'opération d'acquisition par EDF de la participation de 100 % de Centrica dans Segebel, qui détient 51 % dans SPE. SPE est le deuxième producteur d'électricité, également second fournisseur de gaz et d'électricité en Belgique. Cette autorisation est assortie des conditions suivantes :

- engagement par EDF de céder un de ses deux projets en développement de centrales à cycle combiné gaz en Belgique ;
- engagement de céder son autre projet de cycle combiné gaz en Belgique à une date ultérieure si à cette date EDF décidait de ne pas investir elle-même dans ce projet.

Le transfert des titres a été réalisé le 26 novembre 2009. À compter de cette date, SPE est consolidée en intégration globale dans les comptes du groupe EDF.

5.2.2 Valeur d'acquisition

Le coût d'acquisition définitif des 51 % de SPE s'élève à 1 328 millions d'euros intégralement versés en numéraire le 26 novembre 2009.

5.2.3 Affectation du prix d'acquisition

Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de SPE, qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 (telle que publiée en 2004) ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date d'acquisition du 26 novembre 2009.

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

Après prise en compte des justes valeurs d'actifs et de passifs, le bilan d'entrée de SPE au 26 novembre 2009 s'établit de façon agrégée comme suit :

(en millions d'euros)	Bilan d'entrée dans le groupe EDF
Actif non courant	2 434
Actif courant	659
Total de l'actif	3 093
Passif non courant	903
Passif courant	1 342
Actif net	848
Coût d'acquisition	1 328
GOODWILL PROVISoire	480

Les principaux retraitements comptabilisés dans le cadre du bilan d'entrée sont présentés ci-après :

- centrales et droit de tirage : la juste valeur des centrales de SPE ainsi que le droit de tirage sur la centrale de Chooz B ont été déterminés en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés – DCF nets d'impôt –, fondée sur des données de marché au 26 novembre 2009 et sur la durée actuelle d'exploitation des centrales. Les principales hypothèses sont relatives :
 - aux prix de marché de l'électricité en Belgique,
 - aux volumes projetés d'électricité produite,
 - aux coûts des combustibles nucléaire et fossile,
 - aux dépenses de maintenance et d'investissement.
 Cette évaluation ainsi déterminée reste néanmoins sensible aux principales hypothèses considérées ;
- contrats relatifs aux commodités : ces contrats concernent principalement les achats et ventes de gaz et d'électricité. Conformément à la norme

IFRS 3, l'ajustement prend en compte la différence de valorisation entre les prix de marché au 26 novembre 2009 et les prix des contrats. Il est ainsi constaté un actif ou passif correspondant respectivement à la valeur positive ou négative des contrats d'énergie en date d'acquisition, qui s'éteindra en fonction des livraisons effectives aux dates prévues dans les contrats. Les effets des contrats préexistants entre EDF et SPE sont notamment intégrés à cette évaluation ;

- contrats clients : ils ont été évalués en tenant compte des hypothèses propres à chacun des segments de clientèle ainsi qu'à la nature des produits commercialisés ;
- autres ajustements : ils concernent principalement les actifs incorporels relatifs à la marque « Luminus » ;
- impôts différés : ils résultent de la réévaluation des actifs et passifs décrits ci-dessus.

5.2.4 Option de vente des actionnaires minoritaires de SPE

Dans le cadre du pacte liant Segebel et les actionnaires de SPE, ces derniers disposent d'une option de vente de leurs parts. Cette option est exercable dans les trois mois suivant la notification de la transaction d'EDF avec Centrica.

Le groupe EDF pourrait être amené à acquérir tout ou partie des actions des minoritaires de SPE, chaque actionnaire pouvant exercer individuellement son option pour l'intégralité de ses titres.

Conformément aux méthodes comptables du Groupe, l'option des actionnaires minoritaires de SPE a été comptabilisée en « Autres créditeurs ». En l'absence d'offre connue à la date d'arrêt des comptes, cette option a été estimée sur la base de la quote-part des minoritaires.

5.3

Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

5.3.1 Historique des opérations

Le groupe EDF – au travers de sa filiale à 100 % EDF Inc – et Constellation Energy Group (CEG) ont finalisé le 6 novembre 2009, après réception de toutes les autorisations nécessaires tant au niveau fédéral que local la transaction relative à la prise de participation par EDF de 49,99 % dans CENG prévue par l'accord signé le 17 décembre 2008 pour 4,5 milliards de dollars US.

Dans le cadre de cet accord, le groupe EDF avait renforcé la liquidité de CEG en faisant un apport le 17 décembre 2008 de 1 milliard de dollars US dans le groupe CEG par souscription d'actions de préférence non convertibles, émises par CEG, rémunérées au taux de 8 % et restituées à CEG par imputation sur le prix d'achat de 4,5 milliards de dollars US au titre de la participation de 49,99 % du groupe EDF dans CENG.

Le groupe EDF a par ailleurs consenti à cette date une participation de 150 millions de dollars US au remboursement de certains frais de transaction.

CENG constitue l'entité regroupant les activités de production nucléaire de CEG.

Compte tenu des modalités de gouvernance de CENG et du contrôle conjoint des opérations par le groupe EDF et CEG, cette entité est consolidée selon la méthode de l'intégration proportionnelle à la date d'entrée dans le périmètre de consolidation, soit le 6 novembre 2009.

5.3.2 Valeurs d'acquisition

Le coût d'acquisition de la participation de 49,99 % dans CENG s'élève à 4 652 millions de dollars US, équivalent à 3 136 millions d'euros sur la base du cours de change apprécié à la date de réalisation de la transaction (1 \$ = 0,6741 €).



Il se décompose comme suit :

- une souscription de 939 millions de dollars US (633 millions d'euros) au capital de CENG réalisée le 6 novembre 2009 ;
- un versement en numéraire de 3 528 millions de dollars US (2 378 millions d'euros) dont 1 milliard de dollars US (674 millions d'euros) accordé en décembre 2008 au titre de l'avance imputable sur le prix d'achat (note 5.3.1) ;
- les frais liés à l'acquisition pour 185 millions de dollars US (125 millions d'euros) incluant la participation au remboursement de certains frais de transactions mentionnée en note 5.3.1.

La juste valeur estimée des paiements futurs à CEG au titre de la répartition égalitaire des économies fiscales résultant de la structuration fiscale de la transaction s'élève à 343 millions de dollars US (231 millions d'euros) (note 5.3.4).

Par ailleurs, des frais connexes à l'acquisition résultant des accords signés le 17 décembre 2008 ont été constatés en charges de l'exercice 2009 à hauteur de 169 millions de dollars US (121 millions d'euros) avant effet impôt.

5.3.3 Affectation du prix d'acquisition

Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de CENG, qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 (telle que publiée en 2004) ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date d'acquisition du 6 novembre 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement au 31 décembre 2009, le Groupe disposant de douze mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes et règles d'évaluation.

5.3.4 Éléments du bilan d'entrée de CENG dans les comptes consolidés du groupe EDF

Après prise en compte des justes valeurs d'actifs et de passifs, le bilan d'entrée de CENG au 6 novembre 2009 s'établit comme suit :

	En millions de dollars US			En millions d'euros
	Valeur historique CENG	Ajustement Juste Valeur	Valeur d'entrée dans le Groupe à 49,99 %	Valeur d'entrée dans le Groupe à 49,99 % ⁽¹⁾
ACTIF				
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	1 303	4 352	5 655	3 811
Autres actifs incorporels	-	62	62	42
Actifs financiers non courants	604	-	604	407
Impôts différés	-	657	657	443
Actif non courant	1 907	5 071	6 978	4 703
Stocks	328	69	397	268
Clients et comptes rattachés	27	-	27	18
Autres débiteurs	22	(3)	19	13
Trésorerie et équivalents de trésorerie	112	(110)	2	2
Actif courant	489	(44)	445	301
Actifs détenus en vue de la vente				
TOTAL DES ACTIFS	2 396	5 027	7 423	5 004
PASSIF				
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	566	67	633	426
Provisions pour avantages du personnel	88	53	141	96
Provisions non courantes	654	120	774	522
Impôts différés	3	772	775	522
Passif non courant	3	772	775	522
Fournisseurs et comptes rattachés	22	-	22	15
Autres créditeurs	442	432	874	589
Passif courant	464	432	896	604
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente				
TOTAL DES PASSIFS	1 121	1 324	2 445	1 648
ACTIF NET	1 275	3 703	4 978	3 356
Coût d'acquisition initial			4 652	3 136
Partage des avantages fiscaux futurs			343	231
GOODWILL PROVISoire			17	11

(1) Au taux de change du 6 novembre 2009 (1 \$ = 0,6741 €).

Les principaux retraitements comptabilisés dans le cadre du bilan d'entrée sont présentés ci-après :

- juste valeur des centrales et des terrains (4 352 millions de dollars US) : la juste valeur des centrales CENG a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés – DCF nets d'impôt –, fondée sur des données de marché et sur la durée de la licence d'exploitation de chaque centrale. Les principales hypothèses sont relatives :
 - aux prix de marché de l'électricité aux États-Unis,
 - aux volumes projetés d'électricité produite,
 - aux coûts du combustible nucléaire,
 - aux dépenses de maintenance et d'investissement.
 Cette juste valeur ainsi déterminée est sensible aux principales hypothèses considérées ;
- juste valeur des contrats de vente à long terme d'électricité : elle correspond à la valeur actuelle de la différence entre les revenus contractualisés et les revenus évalués sur la base des prix de marché à la date d'acquisition sur la durée restante des contrats concernés ;
- juste valeur du combustible et des contrats d'achat de combustible : elle est calculée par différence entre les prix de marché et les prix des contrats d'approvisionnement d'uranium, de conversion et d'enrichissement ;

- engagements de démantèlement liés au parc nucléaire : ils sont actualisés en utilisant un taux sans risque à la date d'entrée de périmètre.

5.3.5 Contrats d'option de vente et autres engagements pris par EDF

Lors de la signature de l'accord du 17 décembre 2008, le groupe EDF et CEG ont également conclu un contrat d'option de vente valable pour une durée de 2 ans, donnant à CEG le droit de vendre à EDF certains actifs de production non nucléaire dans la limite de 2 milliards de dollars US. Cette option concerne onze actifs ayant une valeur combinée de plus de 2 milliards de dollars US et est désormais exerçable jusqu'au 31 décembre 2010.

5.3.6 Participation dans CEG

Au 31 décembre 2009, la participation de 8,44 % détenue par le groupe EDF dans CEG a été valorisée sur la base du cours de bourse à la clôture (35,17 dollars US par action) pour 414 millions d'euros. Une dépréciation complémentaire de 232 millions d'euros a donc été comptabilisée au 31 décembre 2009.

Note 6 Autres opérations ou événements majeurs

6

6.1. Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2009	45
6.2. Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2008	47

6.1

Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2009

6.1.1 Consolidation de la structure de l'endettement financier

L'année 2009 est marquée par un recours au financement externe important pour le groupe EDF.

Ces émissions, essentiellement réalisées par EDF, RTE EDF Transport, EnBW, EDF Energy et Edison, s'inscrivent dans la politique de financement du programme d'investissement et d'allongement de la durée moyenne de la dette du Groupe.

Le groupe EDF a procédé au cours de l'exercice 2009 à d'importants programmes d'émission obligataire principalement en euros, dollars US, livres sterling et yens pour un montant total de 18,9 milliards d'euros. Les principales nouvelles opérations sont détaillées en note 39.2. Parmi celles-ci, il est à noter qu'EDF a lancé le 17 juin 2009 un emprunt obligataire auprès des particuliers dont le montant s'est élevé à 3 269 millions d'euros au terme de la période de souscription qui s'est achevée le 6 juillet 2009. Cet emprunt rémunéré au taux fixe de 4,25 % fera l'objet d'un remboursement intégral à l'issue d'une période de 5 ans. Le règlement de cette opération a été réalisé le 17 juillet 2009. Les obligations sont cotées depuis cette date sur Euronext Paris.



6.1.2 Poursuite de la crise économique

L'exercice 2009 est caractérisé par un environnement économique dégradé. Sur le plan financier, les marchés internationaux actions ont continué de baisser jusqu'au début du mois de mars pour rebondir ensuite dans un environnement incertain et de forte volatilité.

Cette note fournit les références aux différents documents, chapitres et sections traitant de ce sujet pour les domaines liés aux marchés financiers et à ceux des matières premières et de l'énergie.

Les règles de classification, d'évaluation et de dépréciation des actifs et passifs financiers sont décrites en note 3.16 de l'annexe aux comptes. Le Groupe n'a pas effectué de reclassement de ses actifs financiers comme permis par l'amendement à la norme IAS 39 approuvé par la Commission européenne.

La description des différents types des risques financiers et des risques marchés de l'énergie ainsi que le cadre de leur gestion et de leur contrôle par le Groupe sont présentés dans le chapitre 1.9 du rapport de gestion ainsi qu'en note 40 de l'annexe aux comptes.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées dans le rapport de gestion :

- Risques de change : chapitre 1.9.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 1.9.1.4 ;
- Risques marchés énergies : chapitre 1.9.2 ;
- Risques actions sur actifs financiers : chapitre 1.9.1.5.

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 – note 39.2.2,
 - Covenants et engagements hors bilan : annexe aux comptes – note 39.5,
 - Engagements hors bilan liés aux investissements : annexe aux comptes – note 27.5,
 - Engagements hors bilan : rapport de gestion – chapitre 1.11 ;
- Risques de change :
 - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes – note 39.2 ;
- Risques actions (rapport de gestion - chapitre 1.9.1.5) :
 - Couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes – notes 27.3.2.1 et 35.2.3,
 - Couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes – note 36.5,
 - 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 – note 35.2.3,
 - Taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes – note 36.4,
 - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes – note 39.2 ;
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes – note 41 avec un lien assuré avec le tableau de variations des capitaux propres,
 - Instruments dérivés non comptabilisés en couverture : annexe aux comptes – note 42.

6.1.3 Alpiq et apport des droits de tirage Emosson

Le 19 décembre 2008, les groupes suisses d'énergie Atel et EOS ont annoncé leur rapprochement sous le nom d'Alpiq en vue de constituer un groupe énergétique leader en Suisse. Un accord est intervenu le 18 décembre 2008, entre EDF, EOSH et CSM, le consortium des actionnaires minoritaires historiques d'Atel, par lequel la participation directe d'EDF dans ce nouvel ensemble doit s'établir à 25 % aux côtés d'EOSH et de CSM qui doivent en détenir chacun 31 %.

Conformément à cet accord, le 27 janvier 2009 :

- EDF a apporté à Alpiq sa quote-part de 50 % des droits à la puissance et à l'énergie de l'aménagement hydroélectrique d'Emosson, pour la durée résiduelle des concessions existantes et ce, pour un montant de 722 millions de francs suisses (soit 481 millions d'euros). En contrepartie de cet apport en nature, EDF a reçu 1 187 511 actions Alpiq Holding SA ;
- et EDF Alpes Investissements, détenue à 100 % par EDF International, a racheté 554 751 actions Alpiq au consortium des minoritaires suisses pour un montant en numéraire de 336 millions de francs suisses (soit 224 millions d'euros).

L'apport en nature génère dans les comptes consolidés d'EDF un produit de 320 millions d'euros avant impôts résultant d'une part de cette transaction et d'autre part de la prise en compte de la dépréciation induite des actifs détenus par EDF dans Emosson SA. Ce produit à caractère inhabituel par sa nature et son montant est enregistré en « Autres produits et charges d'exploitation » (voir note 18).

Ces opérations se traduisent par une augmentation de 705 millions d'euros de la rubrique « Titres mis en équivalence » au bilan du Groupe (voir note 26) et entraînent la déconsolidation de la société Emosson SA.

6.1.4 Accords EDF, EnBW, E.ON et cession de la participation dans Snet

Le 30 septembre 2009, EDF, EnBW et E.ON ont signé des accords sur des échanges de droits de tirage et d'actifs de production électrique pour plus de 1 200 MW entre la France et l'Allemagne.

Aux termes de ces accords, le 30 décembre 2009 EDF a cédé à E.ON pour un montant de 193 millions d'euros sa participation de 18,75 % dans la Snet, conjointement avec Charbonnages de France, actionnaire historique à hauteur de 16,25 %.

De son côté EnBW acquiert au 1^{er} janvier 2010 :

- un droit de tirage d'énergie nucléaire de 800 MW en Allemagne issue du portefeuille nucléaire d'E.ON ;
- une participation majoritaire détenue par E.ON dans la centrale à charbon de Rostock, soit une puissance de 256 MW ;
- un droit de tirage de 159 MW sur la centrale à charbon de Buschhaus.

En contrepartie, E.ON acquiert un droit de tirage nucléaire de 800 MW en France à partir des droits de tirages historiques dont dispose EnBW sur la production nucléaire d'EDF.

6.1.5 Annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

Par un arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne a annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

qualifiant d'aide d'état le non-paiement en 1997 par EDF de l'Impôt sur les sociétés sur la partie utilisée des provisions pour renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Général, figurant en « Droits du concédant » et ordonnant sa récupération par l'État français.

En exécution de la décision, susceptible d'appel jusqu'au 1^{er} mars 2010, l'État a ainsi restitué à EDF SA le 30 décembre 2009 un montant

de 1 224 millions d'euros, correspondant à la somme versée par EDF à l'État en 2004.

En respectant la symétrie du traitement comptable qui avait été appliqué en 2003, le montant total a été réparti entre une augmentation des réserves pour 889 millions d'euros et un produit financier pour 335 millions d'euros au titre du remboursement des intérêts de la période 1997-2004.

6.2

Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2008

Outre la dégradation du contexte économique général et la forte volatilité observée sur les marchés actions et matières premières, les principaux événements de l'exercice 2008 sont rappelés ci-dessous.

6.2.1 Consolidation de la structure de l'endettement financier

Les émissions d'emprunts obligataires se sont élevées à 7,5 milliards d'euros chez EDF, 2,25 milliards d'euros chez RTE EDF Transport et 1,5 milliard d'euros chez EnBW.

6.2.2 Accord EDF-AREVA pour la gestion du combustible nucléaire usé

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre de coopération industrielle de long terme (2040), portant sur l'évacuation de l'ensemble des combustibles usés d'EDF, les conditions techniques et financières du transport, le traitement et le recyclage du combustible usé (2008-2012), ainsi que le montant de la soulte libératoire pour le démantèlement de l'usine AREVA de La Hague.

Cet accord-cadre, qui offre une meilleure visibilité sur les modalités futures de coopération entre EDF et AREVA repose sur deux engagements réciproques :

- AREVA exploitera les installations de La Hague et de Melox jusqu'en 2040 dans un objectif d'amélioration continue de leur performance industrielle et économique au bénéfice d'EDF ;
- EDF utilisera lesdites installations jusqu'à cette échéance de 2040 et confiera, en conséquence, le transport du combustible usé à AREVA.

Il s'inscrit dans le prolongement de la démarche historiquement engagée par les deux entreprises qui repose, depuis la mise en service des premières centrales nucléaires d'EDF, sur :

- la prise en charge et le transport du combustible nucléaire usé depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de La Hague ;
- la séparation des matières combustibles recyclables des résidus ultimes à l'usine de La Hague et la fourniture de combustible MOX à l'usine Melox ;
- le conditionnement et la réduction du volume des résidus ultimes qui sont soit vitrifiés (déchets de haute activité), soit compactés (moyenne activité à vie longue), permettant leur entreposage en toute sécurité dans des installations dédiées à l'usine de La Hague.

Dans l'accord de coopération industrielle du 19 décembre 2008, EDF et AREVA ont fixé le montant de la soulte à verser au titre de la Reprise et Conditionnement des Déchets anciens (RCD), de la Mise à l'Arrêt Définitif

(MAD) et du Démantèlement (DEM) des installations de La Hague à 2,3 milliards d'euros au 1^{er} janvier 2008 aux conditions économiques du 31 décembre 2007.

En fonction de cet accord-cadre, le montant provisionné au titre de la soulte a été repris et comptabilisé comme une dette d'exploitation. Le montant de cette dette est réduit à 1,478 milliard d'euros TTC compte tenu d'avances déjà versées par EDF à AREVA.

Les deux Groupes s'étaient engagés à parvenir à une déclinaison contractuelle des principes de cet accord-cadre d'ici le 31 décembre 2009, et notamment sur les modalités pratiques d'extinction de cette dette. Un accord a été signé le 6 juillet 2009 fixant les montants exacts et les échéances précises de ces versements dont le dernier est prévu avant le 1^{er} juillet 2011. Les autres dispositions de l'accord-cadre sont toujours en cours de discussion à la date d'arrêt des comptes.

6.2.3 Augmentation de capital d'EDF Énergies Nouvelles

Dans le cadre du financement de son développement dans le solaire photovoltaïque, le groupe EDF Énergies Nouvelles a augmenté son capital d'un montant final brut de 499 540 592 euros (prime d'émission incluse). Cette augmentation de capital a conduit à la création de 15 513 683 actions nouvelles d'une valeur nominale de 1,60 euro chacune, livrées le 30 septembre 2008. Le prix des actions nouvelles est de 32,20 euros par action.

Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, qui détiennent ensemble 75,1 % du capital et des droits de vote d'EDF Énergies Nouvelles, ont souscrit à hauteur de la totalité de leurs droits.

6.2.4 Partenariat avec Exeltium

Suite à un dialogue approfondi avec la Commission européenne, cette dernière a confirmé en date du 30 juillet 2008 que l'accord de partenariat industriel entre EDF et Exeltium (groupement d'achat fondé par de grands industriels électro-intensifs) répondait aux attentes qu'elle avait exprimées quant à sa conformité au droit à la concurrence.

Ce contrat, qui concerne des volumes de l'ordre de 310 TWh répartis sur 24 ans, a pour objectif de permettre à Exeltium de sécuriser son approvisionnement énergétique en bénéficiant d'une visibilité sur les prix d'approvisionnement en électricité sur le long terme en contrepartie d'un partage de risques concernant le développement et l'exploitation du parc nucléaire d'EDF.



Les premières livraisons d'électricité devraient intervenir dès qu'Exeltium disposera du financement nécessaire.

6.2.5 Allemagne

Le 10 juillet 2008, EnBW a remporté l'appel d'offre pour l'acquisition d'une participation de 26 % dans la société EWE AG Oldenburg pour un

montant total d'environ 2 milliards d'euros. L'opération, qui était soumise à l'autorisation de l'office fédéral des cartels, a été finalisée en 2009 (note 5.4).

Par ailleurs, l'Agence Fédérale des Réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de la rémunération des péages relatifs au réseau de transport de gaz qui a conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 166 millions d'euros sur les actifs d'EnBW dans les comptes au 31 décembre 2008.

Note Évolutions du périmètre de consolidation

7

7.1. Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2009	48
7.2. Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2008	49

7.1

Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2009

Outre les opérations majeures de croissance externe :

- finalisation de l'offre publique d'achat et de prise de contrôle de British Energy suivie le 26 novembre 2009 de la cession de 20 % des intérêts de British Energy à Centrica ;
- acquisition de 51 % de SPE ;
- acquisition de 49,99 % de CENG,

qui font l'objet de présentations détaillées en note 5, les principales autres variations de périmètres concernent les sociétés suivantes :

– Secteur « Allemagne »

- acquisition le 31 mars 2009 de 100 % de trois sociétés de fermes éoliennes à Cuxhaven pour un montant de 33 millions d'euros (15 millions d'euros en quote-part EDF) ;

- acquisition auprès d'E.ON le 29 mai 2009 de 100 % de la société Lippendorf GmbH qui détient 50 % de la centrale de Lippendorf et de 100 % de la société Bexbach GmbH qui détient 8,3 % de la centrale à charbon de Bexbach. Le prix d'acquisition total s'élève à 907 millions d'euros (418 millions d'euros en quote-part EDF). Cette opération a été suivie au 1^{er} octobre 2009 de l'acquisition complémentaire auprès de STAWAG de 16,7 % dans la centrale de Bexbach pour 84 millions d'euros (39 millions d'euros en quote-part EDF). Le goodwill de ces opérations s'établit à 2 millions d'euros (1 million d'euros en quote-part EDF).

(en millions d'euros)	Acquisition Lippendorf et Bexbach auprès d'E.ON	Acquisition Bexbach auprès de STAWAG	Valeur d'entrée dans le Groupe
Prix d'acquisition	907	84	991
Coût d'acquisition (1)	907	84	991
Actifs non courants	754	69	823
Actifs courants	197	19	216
Passifs non courants	(5)	(5)	(10)
Passifs courants	(40)	-	(40)
Actifs nets (2)	906	83	989
Goodwill aux bornes d'EnBW [(1) - (2)]	1	1	2
QUOTE-PART EDF 46,07 %	-	-	1

• EWE

Le 6 juillet 2009, l'office fédéral des cartels a autorisé EnBW à acquérir une participation de 26 % dans la société EWE à condition qu'EnBW se dégage de sa filiale GESO ou de la participation d'EWE dans la société VNG.

La transaction a été réalisée le 21 juillet 2009 et porte sur environ 2 milliards d'euros (soit environ 1 milliard d'euros en quote-part EDF).

EWE est consolidée par mise en équivalence dans les comptes d'EnBW.

EWE est spécialisée principalement dans la commercialisation de gaz et d'électricité, la distribution de gaz, ainsi que les télécommunications et les technologies de l'information ;

- acquisition le 31 juillet 2009 de 50 % de Borusan en Turquie (joint-venture).

– Secteur « Italie »

Edison a procédé aux opérations suivantes :

- acquisition en janvier 2009 de la concession gazière d'Aboukir en Égypte pour un montant de 1 011 millions d'euros ⁽¹⁾ (495 millions d'euros en quote-part EDF). Le prix d'acquisition est intégralement alloué aux immobilisations incorporelles ;
- acquisition en mars 2009 d'une participation de 80 % dans la société AMG Gas SRL pour 25 millions d'euros ⁽¹⁾ (12 millions d'euros en quote-part EDF) ;
- acquisition en mars 2009 de 100 % de la société Energiaki Thessaloriki SA (T.Power) via la joint-venture Elpedison BV cocontrôlée à parité par Edison et Hellenic Petroleum ;
- prise de contrôle en juillet 2009 de la Société Sistemi di Energia Group par acquisition d'un lot d'actions complémentaire en portant sa participation de 40,57 % à 86,12 %.

– Secteur « Autre international »

- rachat en mars 2009 à l'État polonais de 28,05 % de titres EC Krakow portant le pourcentage de détention d'EDF dans EC Krakow de 66,26 % à 94,31 % ;
- rachat en juin 2009 à GDF SUEZ de 20 % de SIA par EDF International portant le pourcentage de détention à 100 % dans cette société et le pourcentage d'intérêt à 25 % dans Estag pour 79 millions d'euros. Compte tenu de la pérennisation en 2009 des accords d'actionnaires qui organisent le contrôle conjoint d'Estag, cette société est désormais consolidée en intégration proportionnelle dans les comptes du Groupe à compter de juillet 2009 ;
- rachat en juin 2009 à Sanmenxia Construction Investment Center de 35 % des parts de la société Datang Sanmenxia Power Generation Co. Ltd pour 35 millions d'euros ;
- création de la joint-venture Taishan Nuclear Power Joint Venture Co. Ltd (TNPJVC) en décembre 2009 pour détenir, réaliser et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan. La participation d'EDF dans le capital de TNPJVC est de 30 % pour 279 millions d'euros.

– Secteur « Autres activités »

- montées au capital d'EDF Investissements Groupe en juin et novembre 2009 portant le taux de détention du Groupe de 84,85 % à 93,01 % ;
- cession par Dalkia International de filiales en Angleterre pour un montant de 50 millions d'euros. Ces opérations réalisées sur le deuxième semestre ont dégagé un résultat de cession de 37 millions d'euros ;
- mise en équivalence de Domofinance à compter du 1^{er} octobre 2009, suite à des évolutions des accords d'actionnaires.

7.2

Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2008

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2008 sont les suivantes :

– Secteur « Italie »

- cession par Edison en avril 2008 de sept centrales thermoélectriques ;
- cession le 1^{er} mai 2008 de 51 % de la société Dolomiti Edison Energy qui détient 3 centrales hydrauliques à la province de Trento et de 60 % de la société Hydros qui détient 7 centrales hydrauliques à la province de Bolzano le 24 octobre 2008. Les deux sociétés restent consolidées en intégration globale dans les comptes d'Edison ;
- création de la société Edison Engineering SA qui construit un cycle combiné-gaz à Thisvi en Grèce.

– Secteur « Autre international »

- achat par EDF, consécutif à l'exercice de l'option de vente par GDF SUEZ, d'actions EC Wybrzeze (Pologne) pour 54 millions d'euros, portant le pourcentage d'intérêt du groupe EDF de 77,52 % à 99,66 %.

– Secteur « Autres activités »

- cession de SOPROLIF finalisée en février 2008 ;
- réalisation de diverses opérations de croissance externe chez Dalkia International dont l'acquisition du groupe Praterm en Pologne ;
- augmentation de la participation d'EDF Énergies Nouvelles dans Fotosolar de 45,83 % à 90 % ;

1. Valeur à 100 % chez Edison.



- cession en décembre 2008 de la société Clemessy détenue par Dalkia Holding ayant dégagé une plus-value de 184 millions d'euros. La quote-part revenant au groupe EDF s'élève à 63 millions d'euros et figure sous la rubrique « Titres mis en équivalence » ;
 - acquisition en octobre 2008 de 100 % de la société Eagle Energy Partners par EDF Trading pour un montant de 230 millions de dollars US (soit 181 millions d'euros). La situation nette acquise après retraitements de juste valeur s'élève à 238 millions de dollars US (soit 184 millions d'euros). Eagle Energy Partners, société qui opère aux États-Unis, est spécialisée dans la fourniture de services de transport et de stockage de gaz naturel et d'optimisation sur les marchés de gros de gaz naturel et de l'électricité.
- Depuis octobre 2009, la raison sociale de la société est EDF Trading North America ;
- acquisition par EDF Production UK, filiale à 100 % de EDF, de 80 % des participations d'ATP Oil and Gas UK dans trois champs gaziers en mer du Nord le 18 décembre 2008 pour un montant de 265 millions de livres sterling ;
 - montée au capital d'EDF Investissements Groupe par apport de 1 806 milliards d'euros à l'occasion d'une augmentation en capital en décembre 2008 réservé à C3 portant le taux de détention du Groupe de 66,67 % à 84,85 %.

Note Informations sectorielles

8

8.1 Informations par secteurs opérationnels	50
8.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	52

8.1

Informations par secteurs opérationnels

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » qui remplace la norme IAS 14 à compter du 1^{er} janvier 2009.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation et ajustements inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité de Direction du Groupe. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport), les activités insulaires ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy y compris British Energy et EDF Development UK Ltd ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice ;
- « **Autre international** » qui regroupe les autres entités électriques et gazières situées notamment en Europe continentale, en Belgique ainsi que celles situées aux États-Unis, en Amérique Latine, en Asie et EDF International ;
- « **Autres activités** » qui regroupe l'ensemble des autres participations dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Les incidences de la mise en œuvre de cette nouvelle segmentation sont limitées. Elles concernent principalement des réaffectations d'activités entre les anciens segments « Reste Europe » et « Reste du Monde » qui sont désormais regroupées en « Autre international » et « Autres Activités ».

L'information sectorielle au 31 décembre 2008 a été retraitée selon cette segmentation.

8.1.1 Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	34 004	11 036	7 195	4 877	3 437	5 787	-	66 336
Chiffre d'affaires inter-secteur	577	(7)	20	9	143	562	(1 304)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 581	11 029	7 215	4 886	3 580	6 349	(1 304)	66 336
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 434	3 062	1 193	801	686	2 290	-	17 466
Résultat d'exploitation	5 143	1 704	796	300	287	1 877	-	10 107
Bilan								
Immobilisations incorporelles et corporelles	84 994	20 631	6 579	5 434	9 611	7 642	-	134 891
Titres mis en équivalence	18	23	1 667	21	2 085	607	-	4 421
Goodwill	-	7 831	1 387	2 026	786	1 496	-	13 526
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	24 479	4 477	2 102	1 335	1 471	6 542	-	40 406
Actifs détenus en vue de la vente	-	432	772	-	1	60	-	1 265
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	47 405
TOTAL ACTIF	109 491	33 394	12 507	8 816	13 954	16 347	-	241 914
Autres informations								
Investissements corporels et incorporels ⁽²⁾	7 162	2 193	593	483	381	1 558	-	12 370
Dotations aux amortissements	(4 122)	(1 331)	(380)	(458)	(276)	(409)	-	(6 976)
Pertes de valeur	-	-	(17)	(43)	(5)	(1)	-	(66)

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

(2) Les investissements corporels et incorporels correspondent aux acquisitions d'immobilisations présentées dans le tableau de flux de trésorerie.

8.1.2 Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	34 264	8 244	7 467	5 610	3 044	5 218	-	63 847
Chiffre d'affaires inter-secteur	481	2	42	1	136	506	(1 168)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 745	8 246	7 509	5 611	3 180	5 724	(1 168)	63 847
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 009	943	1 114	911	505	1 758	-	14 240
Résultat d'exploitation	4 588	499	558	416	399	1 450	-	7 910
Bilan								
Immobilisations incorporelles et corporelles	81 225	8 982	6 246	4 974	2 792	6 455	-	110 674
Titres mis en équivalence	20	61	848	25	1 297	601	-	2 852
Goodwill	-	1 786	1 405	2 020	160	1 436	-	6 807
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	23 106	1 654	2 516	1 600	729	7 359	-	36 964
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	2	-	-	-	-	2
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	43 193
TOTAL ACTIF	104 351	12 483	11 017	8 619	4 978	15 851	-	200 492
Autres informations								
Investissements corporels et incorporels ⁽²⁾	5 172	1 462	572	474	480	1 543	-	9 703
Dotations aux amortissements	(3 923)	(444)	(382)	(453)	(208)	(304)	-	(5 714)
Pertes de valeur	(14)	-	(174)	(42)	113	2	-	(115)

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

(2) Les investissements corporels et incorporels correspondent aux acquisitions d'immobilisations présentées dans le tableau de flux de trésorerie.



8.2

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 ;
- « **Distribution** » : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : exploitation, entretien et de 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, panneaux solaires...).

(en millions d'euros)	Production Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations ⁽¹⁾	Total
Au 31 décembre 2009						
Chiffre d'affaires externe :						
Dont France	21 729	9 149	4 168	108	(1 150)	34 004
Dont reste du Monde	25 902	2 284	637	3 509		32 332
CHIFFRE D'AFFAIRES	47 631	11 433	4 805	3 617	(1 150)	66 336
Au 31 décembre 2008						
Chiffre d'affaires externe :						
Dont France	21 968	9 031	4 211	140	(1 086)	34 264
Dont reste du Monde	23 218	1 827	643	3 895		29 583
CHIFFRE D'AFFAIRES	45 186	10 858	4 854	4 035	(1 086)	63 847

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution – Transport) : (192) pour 2009, (66) pour 2008 ;
Dont éliminations entre activités non régulées : (26) pour 2009, (23) pour 2008.

Note Chiffre d'affaires

9

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

(en millions d'euros)	2009	2008 ⁽¹⁾
Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie	60 566	57 823
Autres ventes de biens et de services	4 560	4 800
Variation de juste valeur des contrats de matières premières et d'énergie	52	11
Trading	1 158	1 213
CHIFFRE D'AFFAIRES	66 336	63 847

(1) Le chiffre d'affaires de trading d'Edison est désormais présenté net des achats. La présentation des résultats de l'exercice 2008 est retraité en conséquence (note 2).

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 3,9 % par rapport à celui de l'exercice 2008. Il intègre le chiffre d'affaires de British Energy pour 3 311 millions d'euros ainsi que des effets négatifs de change principalement liés à l'évolution des cours moyens de la livre sterling, du zloty et du forint d'une période à l'autre.

Note Achats de combustibles et d'énergie

10

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2009	2008 ⁽¹⁾
Achats consommés de combustibles - production d'énergie	(9 606)	(11 537)
Achats d'énergie	(14 355)	(15 378)
Charges de transport et d'acheminement	(2 690)	(2 177)
Résultat de couverture	(506)	97
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	599	2 405
ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE	(26 558)	(26 590)

(1) Le chiffre d'affaires de trading d'Edison est désormais présenté net des achats. La présentation des résultats de l'exercice 2008 est retraité en conséquence (note 2).

Les achats de combustibles et d'énergie diminuent de 32 millions d'euros, soit de 0,1 % par rapport à l'exercice 2008. Ils intègrent les effets de l'acquisition de British Energy pour (951) millions d'euros ainsi que des effets de change principalement liés à l'évolution de la livre sterling et du zloty.

Note Autres consommations externes

11

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2009	2008
Services extérieurs et autres achats	(15 293)	(13 321)
Production stockée et immobilisée	3 807	2 961
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	255	102
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(11 231)	(10 258)

Leur progression reflète l'effet de la première consolidation de British Energy pour (610) millions d'euros.



Note Obligations contractuelles et engagements

12

12.1. Engagements d'achats	54
12.2. Engagements de livraison d'électricité	55
12.3. Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation	56
12.4. Obligations et engagements en matière de location simple	57

12.1 Engagements d'achats

Le Groupe a souscrit 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 combustibles nucléaires, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

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

Au 31 décembre 2009, l'échéancier des engagements d'achat fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009					31/12/2008
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité	16 010	4 146	5 076	3 955	2 833	15 061
Achats de gaz ⁽¹⁾	10 488	1 659	4 355	2 890	1 584	14 467
Achats d'autres énergies et de matières premières	4 020	818	1 548	1 469	185	4 711
Achats de combustibles nucléaires	21 060	2 448	6 523	6 338	5 751	19 242
ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES	51 578	9 071	17 502	14 652	10 353	53 481

(1) Hors Edison (voir note 12.1.2).

Les évolutions résultent principalement des variations du périmètre de consolidation ainsi que de la baisse des prix de marché observée durant l'exercice.

12.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EnBW, d'EDF, essentiellement portés par le Système énergétique insulaire (SEI) qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, d'ERDF, EDF Energy et RTE EDF Transport.

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 cogénérations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Ces obligations d'achat compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 28 TWh pour l'exercice 2009 (26,7 TWh pour l'exercice 2008), dont 13 TWh au titre de la cogénération (14 TWh pour 2008), 8 TWh au titre de l'éolien (5,1 TWh pour 2008) et 4 TWh au titre de l'hydraulique.

12.1.2 Achats de gaz

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par EnBW et EDF, dans le cadre du développement de leur activité de commercialisation de gaz. Leur diminution résulte principalement d'effets d'indexation de prix, et de la terminaison du contrat d'approvisionnement de Bert.

En ce qui concerne Edison, des contrats d'importation de gaz naturel sous forme de contrats « *Take or pay* » ont été mis en place pour une capacité totale à terme de 18 milliards de mètres cube par an lorsque tous les contrats seront opérationnels. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye, d'Algérie, du Qatar et de Norvège pour une fourniture totale de 15,8 milliards de mètres cube par an. En outre, un contrat d'un volume de 2 milliards de mètres cube par an en provenance d'Algérie entrera en vigueur au cours des prochains exercices.

Par ailleurs, le contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 10 %, prévoit les conditions suivantes :

- le maintien de la participation d'Edison au plus tard jusqu'au 1^{er} juillet 2011 ;
- le droit des coactionnaires de racheter la participation de 10 % d'Edison en cas de rupture du contrat d'approvisionnement avec Rasgas du fait d'Edison à un prix correspondant à la somme des contributions en capital effectuées à la date d'exercice de l'option d'achat ;
- Edison bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal pour une durée de 25 ans.

Le Groupe est partenaire de projets de production indépendante (IPP) adossés à des PPA (*Power Purchase Agreement*). Les engagements d'achats de gaz sont pour la plupart liés à ces centrales électriques IPP et sont adossés à des contrats d'achat d'électricité reçus. Ces contrats incluent des clauses dites de « *Pass-through* » qui permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

12.1.3 Achats d'autres énergies et 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.

12.1.4 Achats de combustibles nucléaires

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en combustibles et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. La variation de l'exercice résulte pour EDF de la réalisation de contrats recensés au 31 décembre 2008 et de la prise en compte des engagements relatifs à British Energy et CENG et, d'autre part, de la réévaluation des coûts d'approvisionnements en uranium.

12.2

Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de cofinancement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006, un certain nombre

d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF. En 2009, près de 38 TWh (contre 43 TWh en 2008) ont ainsi été mis à disposition du marché. Les enchères se poursuivent à ce jour à un rythme trimestriel.

De même, le 22 décembre 2008, la Commission européenne a autorisé l'acquisition par Lake Acquisitions Ltd de British Energy notamment sous la condition de la mise sur le marché des volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015. Dans le cadre des accords conclus en mai 2009 entre EDF et Centrica, EDF fournira également à Centrica 18 TWh d'électricité supplémentaires aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011 (voir note 5.1.5 et 5.1.6).

Enfin, suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Énergie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie une capacité significative d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.



EDF a proposé pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en euros courants fixé à 39,4 euros/MWh pour 2009 (36,8 euros/MWh pour 2008) et qui augmentera progressivement pour atteindre 47,2 euros/MWh en 2012. Concernant la deuxième période de dix ans, le prix a été fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville.

Dans ce contexte, EDF a procédé le 12 mars 2008, le 19 novembre 2008 et le 18 novembre 2009 à trois appels d'offres portant sur des contrats d'approvisionnement en électricité de base de 500 MW chacun pour une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans. À l'issue de ces trois appels d'offres, les 1 500 MW proposés ont été souscrits.

12.3

Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation

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

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers. Au 31 décembre 2009, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009				31/12/2008
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 297	620	638	39	1 451
Engagements sur commandes d'exploitation *	4 562	2 360	1 655	547	4 172
Engagements sur commandes d'immobilisations	10 406	5 223	4 868	315	11 339
Autres engagements liés à l'exploitation	3 859	1 204	2 160	495	4 802
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	20 124	9 407	9 321	1 396	21 764
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS À L'EXPLOITATION	9 165	4 990	3 809	366	7 564

* Hors matières premières et énergie.

Au 31 décembre 2009, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF Énergies Nouvelles (859 millions d'euros) liées aux projets de développement. D'autres garanties ont été données par le groupe EDF pour un montant de 437 millions d'euros, principalement par Dalkia International et EDF.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières premières et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 14 968 millions d'euros (contre 15 512 millions d'euros au 31 décembre 2008).

Ils concernent essentiellement :

- EDF et ERDF pour 7 326 millions d'euros (7 945 millions d'euros au 31 décembre 2008) ; il s'agit pour 4 666 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations (5 385 millions d'euros au 31 décembre 2008) dont 1 107 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (*European Pressurized Reactor*) sur le site de Flamanville (1 743 millions d'euros en 2008) ;
- les productions électriques insulaires pour 1 161 millions d'euros du fait d'engagements liés principalement à la construction de centrales ;
- RTE EDF Transport pour 1 137 millions d'euros (1 019 millions d'euros au 31 décembre 2008) ;

- EDF Energy pour 1 425 millions d'euros (1 187 millions d'euros au 31 décembre 2008) du fait d'engagements liés à la construction d'une centrale à cycle combiné gaz et aux réseaux ;
- Edison pour 200 millions d'euros (785 millions d'euros au 31 décembre 2008) ; la baisse résulte essentiellement de l'acquisition en janvier 2009 de la concession gazière d'Aboukir (note 7.1) ;
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 2 404 millions d'euros (2 169 millions d'euros au 31 décembre 2008) ;
- EnBW pour 618 millions d'euros (875 millions d'euros au 31 décembre 2008).

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 034 millions d'euros (1 034 millions d'euros au 31 décembre 2008) ;
- Edison à hauteur de 736 millions d'euros (613 millions d'euros en 2008) ;
- EDF Trading à hauteur de 472 millions d'euros relatifs à des garanties bancaires données à diverses contreparties dans le cadre de son activité de trading (1 688 millions d'euros en 2008).

Les engagements reçus concernent principalement EDF. Il s'agit notamment des engagements reçus de la part des compagnies d'assurances pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour un montant de 2 843 millions d'euros aux 31 décembre 2009 et 2008.

12.3.2 Accord de partenariat entre EDF et Enel

EDF et Enel ont signé, le 30 novembre 2007, un accord de partenariat industriel aux termes duquel Enel participe financièrement à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction, d'exploitation, de déconstruction et gestion de l'aval du cycle nucléaire de la centrale nucléaire de type EPR de Flamanville et reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de cette centrale sur la durée de son exploitation. EDF est l'exploitant nucléaire de la centrale et en assume en conséquence la responsabilité totale.

Par ailleurs, préalablement à la réalisation effective de cet investissement, Enel a la possibilité d'acquérir progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

EDF et Enel ont signé en février 2009, deux accords industriels relatifs au développement de l'énergie nucléaire faisant suite à l'accord de novembre 2007.

Le 3 août 2009, EDF et Enel ont créé une joint-venture à 50/50, nommée « Sviluppo Nucleare Italia SRL », dont l'objectif est de mener les études de faisabilité pour la construction d'au moins quatre réacteurs de technologie EPR en Italie, conformément au premier accord conclu par les deux Groupes.

Le deuxième accord prévoit d'étendre la participation d'Enel dans le nouveau programme nucléaire français et de l'associer au nouveau réacteur EPR de Penly.

12.4

Obligations et engagements en matière de location simple

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location simple en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent l'essentiel des engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur les IPP asiatiques, et sur le contrat de tolling signé en 2009 entre EDF Energy et différents partenaires sur la centrale de Sutton Bridge.

Le Groupe est également engagé en tant que preneur par des contrats de location simple 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. Ils portent principalement sur EDF, EDF Energy et EDF Trading.

Au 31 décembre 2009, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2009			31/12/2008
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	2 330	529	1 334	467	1 662
Engagements de location simple en tant que preneur	2 461	534	1 382	545	2 593



Note Charges de personnel

13

13.1. Charges de personnel 58

13.2. Effectifs moyens 58

13.1

Charges de personnel

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2009	2008
Rémunérations	(7 670)	(6 976)
Charges de sécurité sociale	(1 527)	(1 451)
Intéressement et participation	(284)	(244)
Avantages non monétaires	(344)	(365)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(269)	(238)
Avantages à court terme	(10 094)	(9 274)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(770)	(816)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(488)	(402)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 258)	(1 218)
Autres avantages à long terme	(95)	24
Indemnités de fin de contrat	(5)	(8)
Autres charges de personnel	(100)	16
CHARGES DE PERSONNEL	(11 452)	(10 476)

Un plan d'attribution d'actions gratuites (ACT 2007) a été approuvé lors de l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2007. L'objectif de performance pour la période 2006-2008, auquel était conditionné ce plan, ayant été atteint, les actions ont été livrées le 31 août 2009 aux salariés bénéficiaires.

13.2

Effectifs moyens

	2009	2008
Statut IEG	102 986	102 689
Autres	61 264	53 242
EFFECTIFS MOYENS	164 250	155 931

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 28 540 équivalents temps plein au 31 décembre 2009 (28 204 équivalents temps plein au 31 décembre 2008).

Note Impôts et taxes

14

(en millions d'euros)	2009	2008
Impôts et taxes sur rémunération	(208)	(201)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(898)	(953)
Autres impôts et taxes	(2 140)	(2 021)
Dotations et reprises de provisions sur impôts et taxes	329	4
IMPÔTS ET TAXES	(2 917)	(3 171)

Les dotations et reprises de provision pour impôts et taxes intègrent la reprise de la provision de 329 millions d'euros dont l'objet consistait à couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE) restant à réaliser au cours des exercices à venir. Cette reprise résulte de l'entrée en vigueur le 1^{er} août 2009 du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE3) couvrant explicitement les impôts et taxes payés par le groupe EDF au titre du financement des charges du FACE.

La création de la Contribution Économique Territoriale, introduite par la loi de Finances 2010, réformant la Taxe Professionnelle, ne génère aucun changement de comptabilisation dans le cadre de l'arrêté des comptes 2009. Comme la Taxe Professionnelle, cette contribution sera comptabilisée dans la rubrique « Impôts et taxes » du Groupe.

Note Autres produits et charges opérationnels

15

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

(en millions d'euros)	2009	2008
Subventions d'exploitation	2 758	1 898
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au TaRTAM ⁽¹⁾	-	(17)
Résultat de déconsolidation	45	61
Résultat de cession d'immobilisations	(70)	(46)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(185)	(111)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation ⁽²⁾	558	352
Autres produits et autres charges	182	(54)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	3 288	2 083

(1) Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché : la taxe hydro-nucléaire est présentée nette des reprises de provisions correspondantes.

(2) Dont reprises de juste valeur négative sur les contrats British Energy.



Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF au titre de la « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation. Depuis le 1^{er} janvier 2005, les surcoûts résultant des tarifs de première nécessité et du dispositif pauvreté et précarité sont également pris en compte.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 2 678 millions d'euros en 2009 (1 876 millions d'euros en 2008). Cette hausse s'explique par la diminution des prix du marché de l'électricité entre ces deux périodes.

Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2009.

Les dotations nettes aux provisions de l'exercice 2009 intègrent à hauteur de 424 millions d'euros les reprises de juste valeur négative sur les contrats de ventes de British Energy comptabilisés en date d'acquisition du 5 janvier 2009 (voir note 5.1).

Les autres produits et charges de l'exercice 2008 intègrent les effets :

- de prestations non récurrentes effectuées par EDF SA pour 171 millions d'euros (produit) ;
- de la décision du Tribunal administratif du 4 juillet 2008 dans le litige qui oppose RTE EDF Transport à la SNCF relatif au loyer dû pour l'utilisation du réseau d'énergie électrique à haute tension qui appartenait à la SNCF. RTE a décidé de faire appel de cette décision avec demande de sursis à exécution (charge) ;
- de l'arrivée à échéance le 17 décembre 2008 d'un contrat d'assurance tempête de type indiciel. Les termes de ce contrat prévoyaient qu'une partie des primes versées sur la période d'assurance était récupérable. En l'absence de tempête ayant dépassé le seuil d'indemnisation pendant la période sous assurance, cette réserve a été reversée à ERDF et comptabilisée en produit pour 137 millions d'euros.

Les opérations à caractère inhabituel par leur montant ou leur nature sont présentées en « Autres produits et charges d'exploitation » (voir note 18).

Note 16 Prolongation du TaRTAM Loi du 4 août 2008

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que ce tarif transitoire est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier du tarif réglementé transitoire.

Les fournisseurs qui, suite à cette demande, vont alimenter leurs clients au Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire.

Cette compensation versée aux fournisseurs d'électricité est assurée d'une part en utilisant une quote-part de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), d'autre part par une contribution des producteurs d'électricité d'origine nucléaire ou hydraulique dépassant certains seuils de production, dont EDF fait partie, dans la limite de 3 euros/MWh et fixée

pour l'année 2009 à 2,6 euros/MWh. Le montant de la contribution des producteurs d'électricité est calculé de sorte que cette contribution ajoutée à la CSPE couvre les charges supportées par les fournisseurs.

Le Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché a été prolongé jusqu'en juin 2010 en application de la loi 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008. Un complément de provision de 1 263 millions d'euros a été enregistré au 31 décembre 2008 au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité en 2009 et 2010 suite à cette prolongation. Ainsi qu'indiqué en note 3.2.7, ce montant a été estimé au mieux de la connaissance et des estimations du Groupe sur une série d'hypothèses sujettes à des aléas. Il est partiellement compensé à hauteur de 68 millions d'euros par des refacturations attendues auprès de partenaires dans des centrales nucléaires, pour lesquels ces charges sont répercutées.

Outre la prolongation du dispositif du TaRTAM, cette loi prévoit également de permettre à tout consommateur final de bénéficier de ce tarif, quand bien même il ne bénéficierait pas actuellement du TaRTAM.

Note Pertes de valeur / reprises

17

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2009	2008
Pertes de valeur sur goodwill	(4)	-
Pertes de valeur sur immobilisations	(65)	(218)
Reprises de pertes de valeur	3	103
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES	(66)	(115)

Le coût moyen pondéré du capital net d'impôt, utilisé pour les tests de dépréciation, évolue dans une fourchette de :

- 4,7 % à 4,9 % pour les activités régulées en zone euro (4,7 % à 4,9 % en 2008) ;
- 6,6 % à 7 % pour les activités non régulées en zone euro (7 % à 7,4 % en 2008) ;
- 6,3 % à 8,5 % Europe hors zone euro (6,5 % à 9,7 % en 2008).

En général, un taux de croissance à l'infini de 2 % est appliqué aux flux normalisés à partir desquels sont déterminées les valeurs terminales.

Compte tenu du niveau du coût moyen pondéré du capital net d'impôt pour les activités régulées, une variation de taux est plus sensible sur ces activités.

Le Groupe n'a pas identifié de cas pour lesquels une variation probable d'une des hypothèses clés (prix de l'électricité, coût moyen pondéré du capital) pourrait conduire à une dépréciation complémentaire significative des goodwill affectés aux Unités Génératrices de Trésorerie.

En 2009, les pertes de valeur concernent principalement :

- Edison pour (27) millions d'euros ;
- EnBW pour (17) millions d'euros ;
- Fenice pour (16) millions d'euros.

En 2008, les mouvements concernent principalement :

- les reprises de perte de valeur relatives aux immobilisations corporelles des sociétés polonaises Ersa (Rybnik) et Kogeneracja pour un montant de 87 millions d'euros du fait de l'amélioration durable de la rentabilité de ces sociétés en liaison avec le redressement des prix de l'électricité en Pologne ;
- des reprises de perte de valeur des turbines situées au Brésil dans le cadre de leur cession ;
- des dépréciations sur des centrales CIP6 d'Edison ;
- les pertes de valeur sur les actifs réseaux d'EnBW pour (166) millions d'euros suite à la baisse des péages de transport.



Note 18 Autres produits et charges d'exploitation

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.

Les autres produits et charges de l'exercice 2009 s'élèvent à 173 millions d'euros. Ils correspondent :

- d'une part au produit de 320 millions d'euros dégagé à l'occasion de l'apport par EDF à Alpiq de sa quote-part de 50 % des droits à la puissance et à l'énergie du barrage d'Emosson des charges afférentes (voir note 6.1.3) ;

- d'autre part aux frais engagés dans le cadre de la transaction CENG pour (121) millions d'euros (note 5.3).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2008 représentent un gain net de 25 millions d'euros, qui se compose principalement de l'impact non récurrent de la réforme du régime de retraite des IEG en France pour 34 millions d'euros.

Note 19 Résultat financier

19.1. Coût de l'endettement financier brut	62
19.2. Charge d'actualisation	63
19.3. Autres produits et charges financiers	63

19.1 Coût de l'endettement financier brut

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

(en millions d'euros)	2009	2008
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 679)	(1 684)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(9)	(6)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(10)	16
Résultat net de change sur endettement	(11)	17
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 709)	(1 657)

La hausse des charges d'intérêts sur opérations de financement résulte principalement de l'augmentation de l'endettement en 2009 en liaison avec les acquisitions de British Energy, CENG et SPE.

19.2 Charge d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

L'augmentation résulte essentiellement des effets de l'entrée de British Energy dans le périmètre pour (379) millions d'euros. Elle tient également compte en 2009 de l'effet du changement de taux d'actualisation de 5 % à 5,75 % intervenu au 31 décembre 2008 concernant les provisions pour avantages du personnel des sociétés françaises.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2009	2008
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 461)	(1 228)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 599)	(1 520)
Autres provisions	(169)	(49)
CHARGE D'ACTUALISATION	(3 229)	(2 797)

19.3 Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)	2009	2008
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	46	188
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	272	547
Produits (charges) sur autres actifs financiers	320	351
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	30	(155)
Autres charges financières	(85)	(81)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(2)	(83)
Rendement des actifs de couverture	634	520
Coût des emprunts incorporés ⁽¹⁾	198	117
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	1 413	1 404

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

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 2009, les autres produits et charges financiers intègrent notamment :

- le remboursement par l'État pour 335 millions d'euros d'intérêts suite à l'annulation de la décision du tribunal de l'Union européenne ;
- une dépréciation complémentaire des titres CEG de 232 millions d'euros (note 5.3.6).

Ils enregistrent en 2008 une dépréciation de 156 millions d'euros sur les titres CEG.

Les variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat comprennent notamment en 2008 des pertes liées à l'évaluation des instruments financiers affectés par la dégradation des marchés financiers.



Note Impôts sur les résultats

20

20.1. Ventilation de la charge d'impôt	64
20.2. Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective	65
20.3. Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	66
20.4. Défis reportables et crédits d'impôt	66
20.5. Impôt constaté en capitaux propres	66

20.1

Ventilation de la charge d'impôt

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

(en millions d'euros)	2009	2008 ⁽¹⁾
Impôts exigibles	(1 645)	(1 534)
Impôts différés	31	(65)
TOTAL	(1 614)	(1 599)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact de la norme IAS 23 « Coûts d'emprunts ».

En 2009, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF pour (745) millions d'euros et des autres filiales pour (900) millions d'euros (respectivement (725) millions d'euros et (809) millions d'euros en 2008).

Au titre de l'exercice 2008, les impôts différés comprennent les effets de la suppression progressive de l'amortissement fiscal des immeubles industriels adoptée par la loi de Finances 2008 au Royaume-Uni (*Industrial Building Allowance*) pour 34 millions d'euros ainsi que ceux liés à la taxation complémentaire des sociétés du secteur de l'énergie en Italie.

20.2

Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

20.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

(en millions d'euros)	2009	2008 ⁽¹⁾
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 582	4 860
Pertes de valeur sur goodwill	4	-
Résultat des sociétés intégrées avant impôt et pertes de valeur sur goodwill	5 586	4 860
Charge théorique d'impôt	(1 923)	(1 673)
Différences de taux d'imposition	167	46
Écarts permanents	91	(69)
Impôts sans base	15	62
Dépréciation d'impôts différés actifs	79	2
Autres	(43)	33
Charge réelle d'impôt	(1 614)	(1 599)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	28,89 %	32,91 %

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact de la norme IAS 23 « Coûts d'emprunts ».

La différence entre le taux d'impôt France (34,43 %) et le taux effectif s'explique essentiellement :

- pour 2009 par :
 - l'optimisation des financements dans le cadre de l'acquisition de British Energy pour 74 millions d'euros,
 - la reprise nette des provisions pour dépréciation des impôts différés actifs (essentiellement pour le périmètre France) à hauteur de 79 millions d'euros,
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 167 millions d'euros ;
- pour 2008 par :
 - le réajustement des impôts différés suite aux évolutions des règles fiscales intervenues au cours de l'exercice au Royaume-Uni et en Italie pour (118) millions d'euros,
 - l'impact positif de la réforme française du crédit impôt recherche pour 38 millions d'euros,
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 164 millions d'euros.

20.2.2 Variation de l'impôt différé

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2007	2 858	(1 249)	1 609	(4 435)	(2 826)
Impacts IAS 23	(3)	-	(3)	(20)	(23)
Situation au 31 décembre 2007 retraité	2 855	(1 249)	1 606	(4 455)	(2 849)
Variation des bases ⁽¹⁾	1 402	42	1 444	(287)	1 157
Variation des périmètres	105	(1)	104	(6)	98
Écarts de conversion	(256)	2	(254)	614	360
Situation au 31 décembre 2008	4 106	(1 206)	2 900	(4 134)	(1 234)
Variation des bases	(445)	46	(399)	211	(188)
Variation des périmètres	502	3	505	(3 414)	(2 909)
Écarts de conversion	92	1	93	(315)	(222)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2009	4 255	(1 156)	3 099	(7 652)	(4 553)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact de la norme IAS 23 « Coûts d'emprunts ».

En 2009, la variation de bases de (188) millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de 31 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de (219) millions d'euros.

En 2008, la variation de bases de 1 157 millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de (65) millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de 1 435 millions d'euros.



20.3

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

(en millions d'euros)

31/12/2009

31/12/2008 ⁽¹⁾**Impôts différés Actif :**

Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	968	977
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	3 898	3 863
Autres provisions non déductibles	786	908
Autres différences temporelles déductibles	2 430	2 331
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	463	485
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	268	47
Compensation impôts différés actif / passif	(4 558)	(4 505)
Sous-total impôts différés actifs - valeur brute	4 255	4 106
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(1 156)	(1 206)
Total des impôts différés actifs - valeur nette	3 099	2 900
Impôts différés Passif :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(8 424)	(5 304)
Autres différences temporelles taxables	(2 525)	(2 374)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 261)	(959)
Compensation impôts différés actif / passif	4 558	4 503
Total des impôts différés Passif	(7 652)	(4 134)
IMPÔT DIFFÉRÉ NET	(4 553)	(1 234)

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact de la norme IAS 23 « Coûts d'emprunts ».

20.4

Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2009, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 156 millions d'euros (1 206 millions d'euros au 31 décembre 2008). La majeure partie de cette économie d'impôt potentielle repose sur le stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel en France.

20.5

Impôt constaté en capitaux propres

Le montant d'impôt relatif aux éléments comptabilisés dans les capitaux propres durant l'exercice 2009 s'élève à 335 millions d'euros (1 435 millions d'euros en 2008). Il correspond principalement, pour l'exercice 2009, à hauteur de :

- 889 millions d'euros liés à l'annulation de la décision de la Commission européenne ;
- 6 millions d'euros relatifs aux variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et des instruments de couverture au 31 décembre 2009 ;
- (486) millions d'euros liés au recyclage en résultat de ces éléments (voir notes 27.3.2 et 41.4).

Note Goodwill

21

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008
Valeur nette comptable à l'ouverture	6 807	7 266
Acquisitions	6 524	138
Cessions	-	(8)
Pertes de valeur	(4)	(4)
Différences de conversion	448	(580)
Autres mouvements	(249)	(5)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	13 526	6 807
Valeur brute à la clôture	14 364	7 641
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(838)	(834)

Les goodwill se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2009	7 831	1 387	2 026	786	1 496	13 526
Au 31 décembre 2008	1 786	1 405	2 020	160	1 436	6 807

En 2009, l'augmentation du goodwill porte principalement sur les opérations de croissance externe réalisées :

- au Royaume-Uni avec la prise de contrôle de British Energy pour 5 234 millions de livres sterling (5 894 millions d'euros) ;
- en Belgique lié à l'acquisition de 51 % de SPE pour 480 millions d'euros ;
- aux États-Unis avec l'acquisition de 49,99 % de CENG pour 17 millions de dollars US (11 millions d'euros).

Leur mode de détermination est exposé respectivement en notes 5.1, 5.2 et 5.3.

Les goodwill de CENG et de SPE sont déterminés provisoirement au 31 décembre 2009.



Note Autres actifs incorporels

22

22.1 Au 31 décembre 2009

68

22.2 Au 31 décembre 2008

68

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

22.1 Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	31/12/2008	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2009
Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts	552	707	(675)	24	174	(74)	708
Autres immobilisations incorporelles	4 188	1 153	(216)	53	1 740	(219)	6 699
Valeurs brutes	4 740	1 860	(891)	77	1 914	(293)	7 407
Amortissements	(1 641)	(477)	200	(12)	(26)	4	(1 952)
VALEURS NETTES	3 099	1 383	(691)	65	1 888	(289)	5 455

22.2 Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	31/12/2007	Impact IAS 23	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2008
Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts	228	-	667	(342)	(69)	-	68	552
Autres immobilisations incorporelles	3 581	23	579	(62)	(68)	104	31	4 188
Valeurs brutes	3 809	23	1 246	(404)	(137)	104	99	4 740
Amortissements	(1 388)	-	(391)	60	47	(1)	32	(1 641)
VALEURS NETTES	2 421	23	855	(344)	(90)	103	131	3 099

Les déficits de droits d'émission de gaz à effet de serre font l'objet d'une provision pour risques (voir note 37.3).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat est évalué à 438 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2009.

L'augmentation des autres immobilisations incorporelles concerne à hauteur de 495 millions d'euros les actifs liés aux champs gaziers d'Aboukir acquis par Edison en janvier 2009 (note 7.1).

Les principaux mouvements de périmètre de 2009 sont relatifs :

- à British Energy pour 717 millions d'euros (note 5.1.4) ;
- aux centrales de Lippendorf et Bexbach pour 192 millions d'euros ;
- ainsi qu'à SPE et CENG.

Note 23 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

23.1. Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	69
23.2. Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	70

23.1

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

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
Immobilisations	41 431	40 253
Immobilisations en cours	1 020	960
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	42 451	41 213



23.2

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

	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs brutes au 31/12/2007	2 060	11	61 145	2 770	65 986
Augmentations ⁽¹⁾	46	-	3 245	202	3 493
Diminutions	(35)	-	(321)	(194)	(550)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	47	(1)	13	27	86
Valeurs brutes au 31/12/2008	2 118	10	64 082	2 805	69 015
Augmentations ⁽¹⁾	56	2	2 951	241	3 250
Diminutions	(106)	-	(404)	(158)	(668)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	2	2	(1)	3
Valeurs brutes au 31/12/2009	2 068	14	66 631	2 887	71 600
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2007	(1 137)	(2)	(24 149)	(2 007)	(27 295)
Dotations nettes aux amortissements	(33)	-	(151)	(100)	(284)
Diminutions	35	-	257	193	485
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements ⁽²⁾	(40)	(1)	(1 559)	(68)	(1 668)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2008	(1 175)	(3)	(25 602)	(1 982)	(28 762)
Dotations nettes aux amortissements	(33)	-	(158)	(102)	(293)
Diminutions	92	-	322	156	570
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements ⁽²⁾	(10)	(5)	(1 604)	(65)	(1 684)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	(1 126)	(8)	(27 042)	(1 993)	(30 169)
Valeurs nettes au 31/12/2007	923	9	36 996	763	38 691
Valeurs nettes au 31/12/2008	943	7	38 480	823	40 253
VALEURS NETTES AU 31/12/2009	942	6	39 589	894	41 431

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.

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

Note Immobilisations en concessions des autres activités

24

24.1. Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 71

24.2. Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 72

24.1

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)	31/12/2009	31/12/2008 ⁽¹⁾
Immobilisations	26 982	25 996
Immobilisations en cours	1 269	963
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	28 251	26 959

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».



24.2

Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs brutes au 31/12/2007	3 750	8 916	30 019	1 972	44 657
Augmentations	92	132	1 747	349	2 320
Diminutions	(19)	(30)	(146)	(87)	(282)
Écarts de conversion	(116)	20	(2 324)	(28)	(2 448)
Mouvements de périmètre	-	-	5	(1)	4
Autres mouvements ⁽¹⁾	45	(12)	629	(7)	655
Valeurs brutes au 31/12/2008	3 752	9 026	29 930	2 198	44 906
Augmentations	93	204	1 765	134	2 196
Diminutions	(7)	(18)	(176)	(39)	(240)
Écarts de conversion	33	(9)	586	6	616
Mouvements de périmètre	(178)	(39)	-	(35)	(252)
Autres mouvements	-	(3)	(576)	9	(570)
Valeurs brutes au 31/12/2009	3 693	9 161	31 529	2 273	46 656
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2007	(1 848)	(4 479)	(10 557)	(1 383)	(18 267)
Dotations nettes aux amortissements	(82)	(230)	(891)	(88)	(1 291)
Diminutions	12	18	115	80	225
Écarts de conversion	32	(7)	473	(10)	488
Mouvements de périmètre	-	-	1	1	2
Autres mouvements ⁽¹⁾	(2)	(1)	(71)	7	(67)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2008	(1 888)	(4 699)	(10 930)	(1 393)	(18 910)
Dotations nettes aux amortissements	(82)	(236)	(803)	(95)	(1 216)
Diminutions	7	12	135	36	190
Écarts de conversion	(9)	2	(116)	7	(116)
Mouvements de périmètre	71	36	-	13	120
Autres mouvements	(3)	4	257	-	258
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	(1 904)	(4 881)	(11 457)	(1 432)	(19 674)
Valeurs nettes au 31/12/2007	1 902	4 437	19 462	589	26 390
Valeurs nettes au 31/12/2008	1 864	4 327	19 000	805	25 996
VALEURS NETTES AU 31/12/2009	1 789	4 280	20 072	841	26 982

(1) Dont reclassement pour 555 millions d'euros au Royaume-Uni (note 25.2).

Les écarts de conversion en 2009 affectent essentiellement le Royaume-Uni et sont liés à l'appréciation de la livre sterling entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009.

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (transport et production hydraulique), Grande-Bretagne, Allemagne et Italie.

Note 25 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

25.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	73
25.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	74
25.3 Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement	75

25.1

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

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

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008 ⁽¹⁾
Immobilisations	49 803	33 580
Immobilisations en cours	8 507	5 514
Immobilisations financées par location-financement	424	309
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	58 734	39 403

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».



25.2

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

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs brutes au 01/01/2008	11 918	46 136	14 016	2 378	7 205	81 653
Impacts IAS 23	-	-	2	-	12	14
Valeurs brutes au 01/01/2008 ⁽¹⁾	11 918	46 136	14 018	2 378	7 217	81 667
Augmentations	407	709	857	64	1 543	3 580
Diminutions	(122)	(276)	(56)	(1)	(148)	(603)
Écarts de conversion	(159)	-	(665)	(30)	(370)	(1 224)
Mouvements de périmètre	25	-	3	2	99	129
Autres mouvements ⁽²⁾	(35)	89	19	(671)	(19)	(617)
Valeurs brutes au 31/12/2008 ⁽¹⁾	12 034	46 658	14 176	1 742	8 322	82 932
Impacts IAS 23	-	-	1	-	20	21
Valeurs brutes au 31/12/2008 ⁽¹⁾	12 034	46 658	14 177	1 742	8 342	82 953
Augmentations	404	881	760	76	1 991	4 112
Diminutions	(92)	(352)	(93)	(42)	(216)	(795)
Écarts de conversion	45	573	144	3	186	951
Mouvements de périmètre	505	12 958	1 118	479	286	15 346
Autres mouvements	(144)	47	(83)	29	(109)	(260)
Valeurs brutes au 31/12/2009	12 752	60 765	16 023	2 287	10 480	102 307
Amortissements et pertes de valeur au 01/01/2008	(5 784)	(29 803)	(7 586)	(938)	(3 687)	(47 798)
Impacts IAS 23	-	-	-	-	(1)	(1)
Amortissements et pertes de valeur au 01/01/2008 ⁽¹⁾	(5 784)	(29 803)	(7 586)	(938)	(3 688)	(47 799)
Dotations nettes aux amortissements	(314)	(1 214)	(515)	(125)	(454)	(2 622)
Diminutions	75	246	40	6	156	523
Écarts de conversion	37	-	273	(9)	161	462
Mouvements de périmètre	(4)	-	(5)	(1)	(18)	(28)
Autres mouvements ⁽²⁾	9	(6)	7	99	(17)	92
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2008 ⁽¹⁾	(5 981)	(30 777)	(7 786)	(968)	(3 860)	(49 372)
Impacts IAS 23	-	-	-	-	(1)	(1)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2008 ⁽¹⁾	(5 981)	(30 777)	(7 786)	(968)	(3 861)	(49 373)
Dotations nettes aux amortissements	(309)	(1 847)	(650)	(52)	(719)	(3 577)
Diminutions	47	313	98	18	159	635
Écarts de conversion	(6)	(1)	(52)	(1)	(62)	(122)
Mouvements de périmètre	(25)	-	(12)	(283)	(11)	(331)
Autres mouvements	41	6	13	21	183	264
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	(6 233)	(32 306)	(8 389)	(1 265)	(4 311)	(52 504)
Valeurs nettes au 01/01/2008 ⁽¹⁾	6 134	16 333	6 432	1 440	3 529	33 868
Valeurs nettes au 31/12/2008 ⁽¹⁾	6 053	15 881	6 391	774	4 481	33 580
VALEURS NETTES AU 31/12/2009	6 519	28 459	7 634	1 022	6 169	49 803

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

(2) Dont reclassement en immobilisations en concessions des autres activités pour 555 millions d'euros au Royaume-Uni (voir note 24.2).

Les mouvements de périmètre concernent principalement la première consolidation de :

- British Energy pour 9 388 millions d'euros ;
- CENG pour 3 811 millions d'euros.

Les autres mouvements intègrent en 2009 une évolution du mode de consolidation des parcs éoliens cofinancés par EDF Énergies Nouvelles aux États-Unis. Afin de se conformer aux pratiques les plus répandues dans l'industrie, ces parcs sont consolidés par intégration globale à compter

de 2009 (intégration proportionnelle en 2008). L'impact sur les immobilisations s'élève à 94 millions d'euros au 1^{er} janvier 2009.

En 2008, la réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater une perte de valeur nette de 115 millions d'euros de certains actifs corporels du domaine propre. Ces dépréciations concernent principalement les réseaux de transport d'EnBW pour (166) millions d'euros, essentiellement sur les activités gaz, partiellement compensées par des reprises de perte de valeur en Pologne pour 87 millions d'euros.

25.3

Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur. Ils portent essentiellement sur EDF Energy.

Le Groupe est également engagé 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. Ils concernent essentiellement Tiru et Sofilo.

Au 31 décembre 2009, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2009			31/12/2008
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location-financement en tant que bailleur	466	56	239	171	439
Engagements de location-financement en tant que preneur	219	37	112	70	229



Note Titres mis en équivalence

26

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2009			31/12/2008	
		Quote-part d'intérêts dans le capital (en %)	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat
Alpiq	P	26,06	1 572	92	803	115
Dalkia Holding	S	34,00	493	19	521	90
EVN	D	16,46	445	28	478	37
Etag	P	25,00	-	-	383	32
Taishan	P	30,00	279	-	-	-
Autres titres mis en équivalence ⁽²⁾			1 632	(19)	667	93
TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE			4 421	120	2 852	367

(1) S = services, P = production, D = distribution.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

Les principales variations de l'exercice 2009 résultent :

- de l'augmentation de la quote-part détenue dans le nouvel ensemble Alpiq résultant des opérations décrites en note 6.1.3 qui se traduisent par une hausse de 705 millions d'euros de la quote-part des capitaux propres ;
- de l'acquisition par EnBW de 26 % du groupe EWE pour environ 1 milliard d'euros. La quote-part de résultat intègre l'impairment de (44) millions d'euros sur les titres EWE ;
- du changement du mode de consolidation d'Etag mis en équivalence en 2008 et intégré proportionnellement à compter de juillet 2009 ;
- de la consolidation en 2009 de Taishan.

Au 31 décembre 2008, les principaux indicateurs publiés relatifs aux sociétés mises en équivalence étaient les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif (hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
Alpiq	7 115	4 536	8 127	462
Dalkia holding ⁽¹⁾	8 410	5 977	7 175	388
EVN ⁽²⁾	6 695	3 568	2 727	198
EWE	7 228	5 296	5 646	208

(1) Données financières consolidées, qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.

(2) Données au 30 septembre 2009.

Note Actifs financiers courants et non courants

27	27.1. Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	77
	27.2. Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés	78
	27.3. Détail des actifs financiers	78
	27.4. Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti	81
	27.5. Engagements liés aux investissements	82

27.1

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)	31/12/2009			31/12/2008		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 863	13	4 876	4 831	2	4 833
Actifs financiers disponibles à la vente*	4 987	15 818	20 805	7 925	15 187	23 112
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance*	61	463	524	78	449	527
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 783	1 112	2 895	2 079	1 626	3 705
Prêts et créances financières*	756	7 092	7 848	416	839	1 255
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	12 450	24 498	36 948	15 329	18 103	33 432

* Nets de dépréciation pour 911 millions d'euros au 31 décembre 2009 (530 millions d'euros au 31 décembre 2008).

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

En 2009, les actifs financiers disponibles à la vente enregistrent 11 322 millions d'euros d'acquisition, 11 931 millions d'euros de cession et 1 349 millions

d'euros de variations de juste valeur résultant de la reprise observée sur les marchés financiers à compter du deuxième trimestre de l'exercice. Cette dernière variation neutralise partiellement la variation négative de 3 265 millions d'euros constatée en 2008.



27.2

Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

27.2.1 Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	31/12/2008	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Variation de périmètre	Autres	31/12/2009
Actifs financiers disponibles à la vente	23 112	10 957	(11 918)	1 349	(1 806)	(889)	20 805
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	527	72	(74)	-	-	(1)	524
Prêts et créances financières	1 255	260	(131)	-	6 132	332	7 848

La diminution des actifs financiers disponibles à la vente tient compte de la sortie des titres British Energy détenus au 31 décembre 2008 pour 2 261 millions d'euros, du fait de l'entrée de cette société dans le périmètre de consolidation. Elle reflète également le remboursement des actions de préférence de CEG qui ont été imputées sur le prix d'achat de CENG pour 1 milliard de dollars US, conformément aux accords (note 5.3).

Les prêts et créances intègrent pour 6 399 millions d'euros les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme (note 35.3).

27.2.2 Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	31/12/2007	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2008
Actifs financiers disponibles à la vente	20 022	18 858	(12 074)	(3 265)	(429)	23 112
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	527	74	(69)	-	(5)	527
Prêts et créances financières	1 864	1 448	(1 267)	-	(790)	1 255

27.3

Détail des actifs financiers

27.3.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 662	4 753
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction ⁽¹⁾	203	80
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	11	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	4 876	4 833
(1) Part qualifiée d'actifs liquides	197	74

Au 31 décembre 2009, la part des dérivés évaluée par référence à des prix cotés sur un marché actif s'élève à 5 %, celle évaluée à partir de données observables s'élève à 91 %, et celle évaluée à partir de modèles internes à 4 %.

27.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2009			31/12/2008		
	Actions*	Titres de dettes	Total	Actions*	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	6 321	5 115	11 436	4 163	4 495	8 658
Actifs liquides	2 400	2 138	4 538	4 957	1 694	6 651
Participation stratégique	414	-	414	634	-	634
Autres titres	4 179	238	4 417	5 166	2 003	7 169
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	13 314	7 491	20 805	14 920	8 192	23 112

* Actions ou OPCVM.

La ligne « Participation stratégique » correspond aux titres Constellation Energy Group (voir note 5.3).

La part du portefeuille évaluée par référence à des prix cotés sur un marché actif s'élève à 34 % au 31 décembre 2009, celle évaluée par rapport à des données observables s'élève à 64 %.

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 :

- Au cours de l'exercice 2009

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs financiers disponibles à la vente - actions	1 006	(323)	683	(145)	43	(102)
Actifs financiers disponibles à la vente - dettes	158	(51)	107	13	(4)	9
Actifs liquides	93	(32)	61	109	(37)	72
Autres titres	(5)	1	(4)	(37)	13	(24)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	1 252	(405)	847	(60)	15	(45)

(1) + / 0 : augmentation / diminution des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / 0 : augmentation / diminution du résultat.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur 2009 concernent principalement :

- EDF pour 1 134 millions d'euros dont 1 106 millions d'euros au titre des actifs dédiés ;
- EnBW pour 106 millions d'euros.

Elles traduisent l'amélioration observée sur les marchés financiers à compter du deuxième trimestre de l'exercice.

Une perte de valeur a été enregistrée en résultat pour (48) millions d'euros chez EDF (note 27.3.2.1) et (26) millions d'euros chez EnBW.

L'impact en capitaux propres tient compte de l'impôt courant ou d'impôt différé attaché à ces variations.



– Au cours de l'exercice 2008

	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
<i>(en millions d'euros)</i>						
Actifs financiers disponibles à la vente - actions	(3 235)	919	(2 316)	50	(21)	29
Actifs financiers disponibles à la vente - dettes	100	(47)	53	35	(9)	26
Actifs liquides	(24)	8	(16)	(23)	8	(15)
Autres titres	(10)	5	(5)	21	(7)	14
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	(3 169)	885	(2 284)	83	(29)	54

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

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

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur 2008 concernent principalement :

- EDF pour (3 010) millions d'euros dont (1 786) millions d'euros au titre des actifs dédiés, le solde de (1 224) millions d'euros portant principalement sur deux titres de participation. Au 31 décembre 2008, aucune perte latente significative n'a été identifiée sur ces deux titres ;
- EnBW pour (245) millions d'euros.

27.3.2.1 COMPOSITION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

27.3.2.1.1 SPÉCIFICITÉ DE CE PORTEFEUILLE

Le portefeuille d'actifs dédiés constitue un mode de couverture des passifs nucléaires de long terme tout à fait spécifique. Son principe, son mode de constitution, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance sont régis par la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

L'objectif visé par ces textes est de constituer et de maintenir dès 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme : le démantèlement des centrales existantes et le stockage de toutes les quantités de déchets produites (combustibles usés et provenant du démantèlement voir note 35.5.2).

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.

27.3.2.1.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DÉDIÉS

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF est constitué de placements diversifiés obligataires, et d'actions.

Une partie de ces placements constitués d'obligations gouvernementales est actuellement détenue et gérée directement par EDF.

L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF recherche la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit historique et en nombre limité de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

	Juste valeur 31/12/2009	Juste valeur 31/12/2008
<i>(en millions d'euros)</i>		
Titres	234	157
OPCVM	3 997	2 145
Actions	4 231	2 302
Titres	5 115	4 495
OPCVM	688	597
Obligations	5 803	5 092
Fonds Communs de Placements réservés	1 368	1 146
OPCVM monétaires	34	118
TITRES ACTIFS DÉDIÉS	11 436	8 658

Ce portefeuille est organisé et géré suivant une approche indicelle conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique qui vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend notamment en compte dans sa détermination, d'une part les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite (50 % actions monde – 50 % obligations euro), et d'autre part le maintien des investissements jusqu'aux échéances de décaissements. Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation du portefeuille dans sa globalité, en faisant masse des fonds qui le composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – la première échéance notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuel en exploitation.

En date de clôture, les actifs dédiés sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente et le Groupe a tenu compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille, devaient être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments l'entreprise retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers.

Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, l'entreprise juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

27.3.2.1.3 ÉVALUATION DU PORTEFEUILLE SUR L'EXERCICE

Le tableau présenté en note 27.3.2.1.2 présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés.

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés de l'exercice 2009 s'élève à 1 902 millions d'euros contre 1 785 millions d'euros en 2008. Compte tenu des conditions de marché, les dotations avaient été suspendues en septembre 2008 pour être reprises à partir de juillet 2009 suite à une relative stabilisation des marchés financiers. Elles seront ajustées pour respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille à échéance de juin 2011. Des retraits pour un montant de 302 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

En conséquence, la juste valeur des actifs dédiés en fin d'exercice est de 11 436 millions d'euros, très légèrement supérieure au prix de revient du portefeuille à cette date. Elle intègre 1 106 millions d'euros de variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres (voir note 27.3.2).

27.3.2.2 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 quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPVCM monétaires d'EDF représentent 2 400 millions d'euros (4 957 millions d'euros au 31 décembre 2008).

27.3.2.3 AUTRES TITRES

Au 31 décembre 2009, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW, de 1 270 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – titres de dettes dont 1 109 millions d'euros de fonds réservés et de 1 093 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente-actions dont 591 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 299 millions d'euros et Veolia pour 423 millions d'euros.

La diminution de ce poste sur l'exercice 2009 est principalement liée à la consolidation de British Energy dont les titres acquis en septembre 2008 figuraient au bilan au 31 décembre 2008.

27.4 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31/12/2009		31/12/2008	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	524	524	527	527
Actifs à recevoir du NLF	6 399	6 399	-	-
Prêts et créances financières	1 455	1 449	1 255	1 255
ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	8 378	8 372	1 782	1 782

Depuis le 5 janvier 2009, date de première consolidation de British Energy, ce poste intègre les actifs à recevoir du NLF et du Gouvernement britannique qui viennent couvrir les obligations nucléaires de long terme de British Energy (note 35.3.1).



27.5

Engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2009, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

	Total	31/12/2009			31/12/2008
		Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres et d'actifs	4 505	1 976	2 490	39	18 783
Autres engagements donnés liés aux investissements	233	170	47	16	338
Autres engagements reçus liés aux investissements	58	22	36	-	255

27.5.1 Engagements d'acquisition de titres

Les engagements dénoués au cours de l'exercice 2009 concernent principalement :

- la finalisation de l'offre publique d'achat de British Energy par Lake Acquisitions Ltd qui figurait en engagement d'acquisition de titres pour 9 875 millions de livres sterling (soit 10 367 millions d'euros) (note 5.1) ;
- la réalisation en janvier 2009 de l'apport à Alpiq du droit de tirage sur la production du barrage d'Emosson pour 722 millions de francs suisses (soit 481 millions d'euros) et la souscription en numéraire à l'augmentation de capital de cette société à hauteur de 336 millions de francs suisses (soit 224 millions d'euros) (note 6.1.3) ;
- l'acquisition de 49,99 % des actifs de production nucléaire de CEG pour 4,5 milliards de dollars US. Compte tenu de l'apport de liquidité de 1 milliard de dollars US et de divers engagements annexes à cette transaction, il en résulte une diminution équivalente des engagements portés par le Groupe ;
- l'acquisition de 26 % des titres EWE par EnBW pour 937 millions d'euros en quote-part EDF.

Les engagements résiduels concernent principalement les opérations suivantes :

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000 : OEW, qui détient conjointement avec EDF le contrôle d'EnBW, dispose d'une option de vente sur EDF (« Put »), de tout ou partie de ses actions assujetties (soit 25 % du capital d'EnBW), exerçable à tout moment jusqu'au 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2009 pour 2 322 millions d'euros.
- Divers options ou accords pris par EDF International (239 millions d'euros dont 236 millions d'euros au titre de Taishan) et par EnBW (523 millions d'euros) sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique. Concernant Taishan, conformément à l'accord de joint-venture de novembre 2009, EDF International, actionnaire à 30 % dans le capital de la société chinoise Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited, s'est engagé auprès du consortium des prêteurs à financer le projet en capital à hauteur de sa quote-part, jusqu'à une limite de 120 % du budget du projet initialement approuvé par les autorités chinoises et à faire tous les efforts raisonnables pour conduire le projet à sa fin.

- Engagements pris par Edev SA relatifs à EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) : Dans le cadre de l'admission des titres de la société EDF EN sur le marché réglementé, intervenue le 28 novembre 2006, un pacte d'actionnaires et une convention concernant la société EDF EN, ont été conclus le 17 juillet 2006, entre d'une part, la société EDF et la société Edev (ci-après désignées ensemble le « groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société de droit luxembourgeois SIF - Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « Groupe Mouratoglou »). Cette convention a été complétée par un avenant en date du 10 novembre 2006.

Dans le cadre de ces accords, les engagements restant pris par le groupe EDF et le groupe Mouratoglou applicables au 31 décembre 2009 sont les suivants :

- Engagement de liquidité

Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la société EDF EN à moins de 95 % de cette part. Cet engagement souscrit par le groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la société EDF EN.
- Droit de préférence

En cas de projet de transfert d'actions détenues par le groupe Mouratoglou, le groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions, qui s'exercera à des modalités de détermination du prix différenciées selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit d'établissements financiers ou d'autres tiers. À défaut d'exercice du droit de préférence du groupe EDF, le groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée. Ce droit de préférence ne s'appliquera pas dans le cas de certaines situations définies contractuellement.
- Dispositions concernant la participation du groupe Mouratoglou

Si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la société EDF EN, Edev consentirait au groupe Mouratoglou, pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, une option de vente portant sur l'intégralité de la participation résiduelle du groupe Mouratoglou dans la société EDF EN, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.

Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente par le groupe Mouratoglou, Edev disposera alors d'une option d'achat portant sur la totalité des actions détenues par le groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action défini de façon identique à celui de l'option de vente, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification. Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

- Accord avec Veolia Environnement :
Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.
- Dans le cadre de la création de la société EDF Investissements Groupe, la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) a conclu avec la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) des promesses

unilatérales d'achat et de vente d'actions relatives aux participations détenues respectivement par NBI et C3. Ainsi, NBI donne la possibilité à tout moment à C3 d'une part de racheter la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société jusqu'en 2030, d'autre part de vendre à NBI la totalité de sa participation sur la base de la valeur d'actif net de la société, pendant les 5 ans qui suivent la création de la société.

27.5.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par EDF Énergies Nouvelles (61 millions d'euros), par Dalkia International (19 millions d'euros au 31 décembre 2009, 26 millions d'euros au 31 décembre 2008), EnBW (80 millions d'euros au 31 décembre 2009, 77 millions d'euros au 31 décembre 2008) et par Edev (26 millions d'euros au 31 décembre 2009, 27 millions d'euros au 31 décembre 2008).

Par ailleurs, le groupe EDF, via ses filiales EDF Énergies Nouvelles et Fenice, a reçu divers engagements pour 59 millions d'euros au 31 décembre 2009 (255 millions d'euros au 31 décembre 2008).

Note Stocks

28

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

(en millions d'euros)	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
Valeur brute	6 549	1 347	982	261	367	9 506
Provisions	(14)	(5)	(180)	(4)	(13)	(216)
Valeur nette au 31/12/2008	6 535	1 342	802	257	354	9 290
Valeur brute	9 070	1 793	1 152	377	510	12 902
Provisions	(12)	(4)	(204)	(3)	(17)	(240)
VALEUR NETTE AU 31/12/2009	9 058	1 789	948	374	493	12 662

La forte progression des stocks de combustibles nucléaires tient essentiellement à l'entrée en périmètre de British Energy et CENG pour 2 279 millions d'euros.

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires pour un montant de 4 765 millions d'euros (4 452 millions d'euros au 31 décembre 2008).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 622 millions d'euros (458 millions d'euros au 31 décembre 2008).



Note Clients et comptes rattachés

29

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008
Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading - valeur brute	17 918	17 433
Clients et comptes rattachés de EDF Trading - valeur brute	2 401	2 183
Provisions	(686)	(472)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE	19 633	19 144

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

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009			31/12/2008		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Créances clients et comptes rattachés	20 319	(686)	19 633	19 616	(472)	19 144
Dont créances échues de 6 mois	1 940	(148)	1 792	1 735	(162)	1 573
Dont créances échues entre 6 et 12 mois	318	(86)	232	236	(60)	176
Dont créances échues de 12 mois	428	(321)	107	311	(165)	146
Dont Total des créances échues	2 686	(555)	2 131	2 282	(387)	1 895
Dont Total des créances à échoir	17 633	(131)	17 502	17 334	(85)	17 249

Note **Autres débiteurs****30**

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Autres débiteurs
Valeurs brutes au 31/12/2008	164	724	7 688	8 576
Provisions au 31/12/2008	(6)	-	(40)	(46)
Valeurs nettes au 31/12/2008	158	724	7 648	8 530
Valeurs brutes au 31/12/2009	125	600	7 439	8 164
Provisions au 31/12/2009	(8)	-	(45)	(53)
VALEURS NETTES AU 31/12/2009	117	600	7 394	8 111

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

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'État et les collectivités publiques.

Il incluait également en 2008 les prêts consentis par Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 305 millions d'euros. Suite à des évolutions des accords d'actionnaires, cette société est mise en équivalence à compter d'octobre 2009.

Note **Trésorerie et équivalents de trésorerie****31**

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008
Disponibilités	3 569	1 525
Équivalents de trésorerie	3 207	4 135
Comptes courants financiers	206	209
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	6 982	5 869



Note Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

32

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente s'élevaient respectivement à 1 265 millions d'euros et 411 millions d'euros au 31 décembre 2009. Ils résultent principalement des projets de cession des actifs (772 millions d'euros) et des passifs (323 millions d'euros) de la société GESO détenue par EnBW et de la centrale d'Eggborough appartenant à British Energy suite à l'engagement de cession pris par EDF (note 5.1.5).

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
Actifs non courants	1 265	2
Actifs courants	-	-
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	1 265	2
Passifs non courants	411	-
Passifs courants	-	-
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	411	-

Note Capitaux propres

33

33.1 Capital social	86
33.2 Actions propres	87
33.3 Distributions de dividendes	87
33.4 Résultat net et résultat net dilué par action	87
33.5 Gestion du capital	88

33.1 Capital social

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2009, payable sur option en actions nouvelles, a conduit à l'émission de 26 695 572 actions nouvelles d'un nominal de 0,50 euro et d'une prime d'émission de 34,63 euros générant une augmentation du capital social de 13 millions d'euros accompagnée d'une prime d'émission de 925 millions d'euros. Les frais d'émission ont été imputés sur cette prime.

Au 31 décembre 2009, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées d'un nominal de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État français (84,66 % au 31 décembre 2008), 13,1 % par le public (institutionnels et particuliers) et 2,4 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

33.2

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 tacitement pour 12 mois.

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers

(AMF), 2 208 559 actions ont été achetées en 2009 pour un montant total de 82 millions d'euros et 2 480 559 actions ont été vendues pour un montant total de 94 millions d'euros.

Au 31 décembre 2009, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 244 412 actions pour une valeur de 9 millions d'euros.

33.3

Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 20 mai 2009 a décidé une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2008 de 1,28 euro par action en circulation, dont le solde a été mis en paiement le 3 juin 2009 pour un montant de 1 164 millions d'euros.

Ce montant complétait la mise en paiement le 17 décembre 2008 d'un acompte sur dividende de 0,64 euro par action pour un montant

de 1 164 millions d'euros, décidé par le Conseil d'administration du 20 novembre 2008.

Le 5 novembre 2009, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,55 euro par action au titre de l'exercice 2009, payable en numéraire ou en actions nouvelles au prix d'émission de 35,13 euros pour un montant de 1 002 millions d'euros (note 33.1).

33.4

Résultat net et résultat net dilué par action

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

Au 31 décembre 2009, il n'existe pas d'instruments dilutifs au sein du Groupe.

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

	31/12/2009	31/12/2008 ⁽¹⁾
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 905	3 484
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué (en millions d'euros)	3 905	3 484
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation à fin de période ⁽²⁾	1 822 533 280	1 823 197 300
Effet des instruments dilutifs de EDF	-	-
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation - dilué à fin de période	1 822 533 280	1 823 197 300
Résultats par action :		
RÉSULTAT PAR ACTION (en euros)	2,14	1,91
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION (en euros)	2,14	1,91

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées des effets de la mise en œuvre de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

(2) En application de la norme IAS 33, le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pris en compte dans le calcul du résultat net par action pour 2008 est ajusté suite à la distribution de dividende en actions intervenue en décembre 2009.



33.5

Gestion du capital

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

Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, les fonds propres ont augmenté principalement en raison des résultats réalisés, nets des dividendes versés et après prise en compte des variations de juste valeur des instruments financiers enregistrées en capitaux propres. Ils s'élèvent à 32 725 millions d'euros au 31 décembre 2009, contre 24 998 millions d'euros au 31 décembre 2008, année au cours de laquelle ils avaient subi les effets

conjugués de la crise financière, de la dépréciation de la livre sterling et de la baisse des cours des matières premières en fin d'année.

Sous l'effet de l'augmentation de l'endettement financier net suite au fort programme d'investissements et aux opérations de croissance externe réalisées en 2009, le ratio de solvabilité composé de la dette financière nette sur capital employé, calculé à partir de l'endettement financier net (voir note 39.3) et des capitaux propres y compris intérêts minoritaires, passe de 50 % au 31 décembre 2008 à 56 % au 31 décembre 2009.

Note Provisions

34

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2009			31/12/2008		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	35.1.1	1 042	17 531	18 573	852	14 686	15 538
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	35.1.2	350	20 003	20 353	256	13 886	14 142
Provisions pour avantages du personnel	36.1	837	13 412	14 249	829	12 890	13 719
Autres provisions	37	3 629	1 188	4 817	2 785	1 953	4 738
PROVISIONS		5 858	52 134	57 992	4 722	43 415	48 137

Note Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction

35

35.1 Variation des provisions	89
35.2 Provisions d'EDF	91
35.3 Provisions nucléaires de British Energy	96
35.4 Provisions d'EnBW	98
35.5 Provisions de CENG	99
35.6 Autres filiales	100

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en notes 3.2.1 et 3.2.2.

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.

35.1 Variation des provisions

35.1.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

35.1.1.1 AU 31 DÉCEMBRE 2009

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour gestion du combustible utilisé	8 806	851	(718)	(23)	2 207	24	11 147
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 732	408	(141)	(33)	404	56	7 426
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	15 538	1 259	(859)	(56)	2 611	80	18 573



35.1.1.2 AU 31 DÉCEMBRE 2008

	31/12/2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 011	961	(2 974)	(18)	(174)	8 806
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 444	375	(132)	(38)	83	6 732
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	17 455	1 336	(3 106)	(56)	(91)	15 538

35.1.1.3 RÉPARTITION PAR SOCIÉTÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	British Energy	EnBW	Autres	Total
Notes	35.2	35.3	35.4	35.6	
Provisions au 31/12/2008	14 711	-	827	-	15 538
Augmentation	1 159	-	100	-	1 259
Diminution	(866)	-	(49)	-	(915)
Variation de périmètre	-	2 609	-	2	2 611
Autres	26	51	1	2	80
PROVISIONS AU 31/12/2009	15 030	2 660	879	4	18 573

35.1.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

35.1.2.1 AU 31 DÉCEMBRE 2009

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales	12 445	663	(269)	(5)	4 087	399	17 320
Provisions pour derniers cœurs	1 697	206	-	-	1 075	55	3 033
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	14 142	869	(269)	(5)	5 162	454	20 353

35.1.2.2 AU 31 DÉCEMBRE 2008

	31/12/2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales	11 933	745	(325)	(6)	98	12 445
Provisions pour derniers cœurs	1 721	85	-	(109)	-	1 697
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	13 654	830	(325)	(115)	98	14 142

35.1.2.3 RÉPARTITION PAR SOCIÉTÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	British Energy	EnBW	CENG	Autres	Total
Notes	35.2	35.3	35.4	35.5	35.6	
Provisions au 31/12/2008	12 469	-	1 365	-	308	14 142
Augmentation	704	66	76	4	19	869
Diminution	(221)	(27)	(23)	-	(3)	(274)
Variation de périmètre	-	4 633	-	426	103	5 162
Autres	6	416	35	12	(15)	454
PROVISIONS AU 31/12/2009	12 958	5 088	1 453	442	412	20 353

35.2

Provisions d'EDF

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

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

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;

- EDF constitue des actifs dédiés pour couvrir le financement de ses obligations de long terme (note 35.2.3.3).

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de l'année, selon les taux indiqués au 35.2.3.



35.2.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF en France

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible usé	8 553	837	(714)	(11)	21	8 686
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 158	322	(119)	(22)	5	6 344
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	14 711	1 159	(833)	(33)	26	15 030

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée (voir note 35.2.3.1) est la suivante :

	31/12/2009		31/12/2008	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Pour gestion du combustible usé	13 969	8 686	13 675	8 553
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	22 321	6 344	21 464	6 158
POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	36 290	15 030	35 139	14 711

35.2.1.1 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception, son entreposage intermédiaire et son traitement y compris le conditionnement des déchets qui en résultent et leur entreposage ;
- les charges de traitement concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

L'évaluation de ces charges est fondée sur les principes de l'accord-cadre régissant les contrats de gestion du combustible usé (traitement, recyclage) sur la période post-2007 signé entre EDF et AREVA le 19 décembre 2008 dans la continuité des dispositions contractuelles antérieures. Les négociations entre EDF et AREVA se sont poursuivies jusqu'au 5 février 2010, date à laquelle ont été conclus les principes d'application de l'accord-cadre, lesquels devraient pouvoir être déclinés à brève échéance dans le contrat d'exploitation 2008-2012.

Il est à noter que pour l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non immédiatement recyclé, l'évaluation des charges est fondée sur les meilleures estimations d'EDF compte tenu des discussions en cours avec AREVA et des prévisions de recyclage à court terme de ces matières.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur des combustibles comptabilisée dans les comptes de stocks.

Concernant la participation d'EDF aux dépenses de déconstruction des installations de traitement de La Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens, un accord libérant EDF de toute obligation a été signé avec AREVA le 6 juillet 2009 fixant les montants exacts et les échéances de versement, la dernière étant prévue avant le 1^{er} juillet 2011. Les deux premières échéances ayant été réglées, les versements restant à effectuer sont inscrits en dettes d'exploitation pour un montant de 1,478 milliard d'euros TTC.

35.2.1.2 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION À LONG TERME DES COLIS DE 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 déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
 - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL).

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

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 3.11.1).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets

radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

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

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) a entrepris en 2008 une recherche de site. Malgré le désistement des deux sites sélectionnés pour des campagnes de reconnaissance géologique, le calendrier de développement du site de stockage FAVL en vue d'une mise en service en 2019 n'a pas été à ce stade remis en cause par la DGEC et l'ANDRA.

35.2.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions Provisions utilisées	Autres variations	31/12/2009
<i>(en millions d'euros)</i>					
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	434	30	(45)	6	425
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 360	524	(176)	-	10 708
Provisions pour derniers cœurs	1 675	150	-	-	1 825
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	12 469	704	(221)	6	12 958

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée (taux au 35.2.3) est la suivante :

	31/12/2009		31/12/2008	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Pour déconstruction des centrales thermiques	594	425	609	434
Pour déconstruction des centrales nucléaires	20 696	10 708	20 452	10 360
Pour déconstruction et derniers cœurs	3 732	1 825	3 566	1 675
POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	25 022	12 958	24 627	12 469



35.2.2.1 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES THERMIQUES À FLAMME D'EDF EN FRANCE

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, 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 2009 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 3.11.1.

35.2.2.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES D'EDF EN FRANCE

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

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

Pour les centrales en exploitation :

- un actif a été créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 3.11.1 ;
- un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches des centrales REP concernées.

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

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

Conformément aux engagements pris, l'entreprise a procédé en 2009 à une nouvelle évaluation des coûts de déconstruction du parc REP en exploitation selon une démarche comprenant les étapes suivantes :

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

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

Une inter-comparaison internationale a permis de corroborer les résultats de cette étude.

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

Il est à noter que cette étude a intégré dans l'évaluation de la provision les trois Installations Nucléaires de Base (INB) périphériques rattachées au parc REP en exploitation, conformément aux engagements pris.

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

La provision est évaluée à partir de devis (coûts et plannings) mis à jour en 2008, et qui prennent en compte l'évolution des hypothèses techniques et financières, le retour d'expérience sur les opérations de déconstruction en cours et une étude d'inter-comparaison.

Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis par l'entreprise et actualisés.

À l'issue de l'accord signé en décembre 2008 entre EDF et le CEA sur le démantèlement des installations de Brennilis et de Phenix et sur le devenir du combustible irradié des deux installations, EDF est seul responsable de la déconstruction de Brennilis et est libéré de toute obligation au titre de la déconstruction de Phenix. Chaque partie reste responsable de la gestion à long terme des déchets au prorata de leur participation initiale. Les soultes libératoires ont été réglées le 10 mars 2009.

35.2.2.3 PROVISION POUR DERNIERS CŒURS

Cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du dernier prix moyen connu des stocks ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. 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.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

35.2.3 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires du groupe EDF

35.2.3.1 TAUX D'ACTUALISATION

Le taux d'actualisation retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

– 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.

L'hypothèse sur le taux nominal est ainsi aujourd'hui, en prenant en particulier en compte l'OAT française 2055, pertinente par rapport à la durée des engagements nucléaires. La moyenne de rendement des OAT de maturité 50 ans n'est pas disponible à ce stade sur une durée suffisante. Il est donc pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

– Révision du taux d'actualisation

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

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

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

35.2.3.2 FACTEURS DE SENSIBILITÉ DES PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE ET DES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS

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 décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisée.

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 :

(en millions d'euros)	Coûts provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2009	2008	2009		2008	
			+ 0,25 %	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible utilisé	8 686	8 553	(192)	205	(189)	201
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 344	6 158	(391)	445	(378)	430
Déconstruction et derniers cœurs						
Déconstruction des centrales nucléaires	10 708	10 360	(542)	575	(539)	574
Dépréciation des derniers cœurs	1 825	1 675	(81)	87	(79)	85
TOTAL	27 563	26 746	(1 206)	1 312	(1 185)	1 290

35.2.3.3 ACTIFS DÉDIÉS

La loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et le décret du 23 février 2007 imposent aux exploitants nucléaires de mettre en œuvre un plan de constitution d'actifs dédiés et fixent un délai de 5 ans, au terme duquel la valeur du portefeuille (voir note 27.3.2.1) doit être au moins égale à la valeur des provisions, soit au plus tard en juin 2011.



35.3

Provisions nucléaires de British Energy

35.3.1 Accords de restructuration – Financement des obligations de long terme

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF, avec le Nuclear Liabilities Fund (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 ou 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. Ils 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 British Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales de British 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 British 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) ;
- le groupe British Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne serait pas conforme aux règles de sûreté

et de prudence). Les obligations du groupe British Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par des sûretés sur les actifs des membres principaux du groupe British Energy.

British Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une durée limitée à la durée de vie des différentes centrales telle qu'arrêtée à la date des « Accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 205 millions d'euros à fin décembre 2009 ;
- 150 milliers de 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, British Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA), pour la gestion des déchets radioactifs provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales autres que Sizewell B et ne supporte aucune responsabilité quant à ces déchets après leur transfert sur le site de retraitement à Sellafield.

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme 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 7 748 millions d'euros à fin décembre 2009 ;
- 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 pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Leur montant s'élève à 6 399 millions d'euros à fin décembre 2009 (voir note 27.4).

35.3.2 Provision pour aval du cycle nucléaire de British Energy

(en millions d'euros)	Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2009
Provisions pour gestion du combustible usé	2 207	2	2 209
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	402	49	451
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	2 609	51	2 660

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 retraité à l'usine de Sellafield ou entreposé.

Les provisions reposent sur les obligations du groupe British Energy en matière de retraitement, d'entreposage des combustibles usés, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, telles que résultant de

la réglementation existante au Royaume-Uni et approuvée par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA). Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

Les coûts représentatifs des dépenses de l'aval du cycle (transport, entreposage, retraitement et stockage de longue durée) sont enregistrés en stocks et sont transférés en charges proportionnellement aux quantités de combustible usé.

(en millions d'euros)	Aval du cycle Dépenses contractualisées	Aval du cycle Dépenses non contractualisées	31/12/2009
Montants non actualisés (prix courant)	2 704	3 120	5 824
Montants actualisés (taux réel 3 %)	2 209	599	2 808
Montants provisionnés	2 209	451	2 660

35.3.3 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs de British Energy

(en millions d'euros)	Augmentations	Diminutions Provisions utilisées	Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2009
Provisions pour déconstruction des centrales	11	(27)	3 594	360	3 938
Provisions pour derniers cœurs	55	-	1 039	56	1 150
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	66	(27)	4 633	416	5 088

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction, couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues les plus vraisemblablement utilisables dans le cadre du respect des

réglementations existant à ce jour. Les dernières estimations datent de 2006 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant in fine la réutilisation du site.

Déconstruction des centrales

(en millions d'euros)	31/12/2009
Montants non actualisés (prix courants)	11 746
Montants actualisés (taux réel 3 %)	3 733
Montants provisionnés	3 733

Le tableau ci-dessus ne porte que sur les obligations de déconstruction hors le montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction de 205 millions d'euros (voir note 35.3.1).



35.4

Provisions d'EnBW

Les provisions sont fondées sur des obligations légales et réglementaires ainsi que sur des dispositions qui découlent des autorisations d'exploitation.

Le taux d'actualisation retenu est de 5,5 %.

35.4.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EnBW

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible usé	253	14	(5)	(12)	-	250
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	574	86	(21)	(11)	1	629
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	827	100	(26)	(23)	1	879

Les provisions s'élèvent à 879 millions d'euros à fin décembre 2009 (827 millions d'euros à fin décembre 2008).

Suite à l'interdiction à compter du 1er juillet 2005 de transporter les combustibles usés vers les installations de retraitement, ceux-ci ne sont plus retraités et les exploitants nucléaires ont l'obligation de les stocker dans des centres de stockage intermédiaire construits sur les sites des centrales (accord sur l'énergie atomique de 2000 et loi de 2002).

Les déchets correspondant aux combustibles usés expédiés pour retraitement avant le 1^{er} juillet 2005 sont rapatriés en Allemagne pour y être stockés. Le retour des déchets devrait perdurer pendant les prochaines années.

Des versements sont également effectués au service fédéral de radioprotection dans le cadre des décrets sur les conditions préalables à la création

et à la mise en service des centres de stockage définitifs de Gorleben et Konrad.

L'évaluation des provisions est fondée :

- sur des contrats pour la gestion du combustible nucléaire : il s'agit des coûts de stockage intermédiaire décentralisé à proximité des centrales, des coûts de stockage intermédiaire centralisés sur les sites de Gorleben et Ahaus, des coûts de transport et d'achat de conteneurs, ainsi que des coûts résiduels de retraitement du combustible ;
- sur des estimations de coûts pour la gestion des déchets à long terme : il s'agit des coûts de conditionnement pour le stockage ultime, des coûts d'évacuation sur le lieu définitif (comprenant les coûts du transport et d'achat des containers) et du coût du stockage définitif.

35.4.2 Déconstruction des centrales nucléaires du groupe EnBW

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales	1 343	75	(20)	(3)	36	1 431
Provisions pour derniers cœurs	22	1	-	-	(1)	22
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	1 365	76	(20)	(3)	35	1 453

L'évaluation des provisions pour déconstruction repose sur un scénario d'opérations de déconstruction effectuées au plus tôt et sans période d'attente et s'appuie sur des expertises externes et une estimation des coûts. Les provisions couvrent les coûts de post-exploitation des installations, des coûts de déconstruction proprement dit et des coûts des déchets

de déconstruction, ainsi que les frais de personnel propres à l'entreprise qui peuvent être affectés aux opérations de mises à l'arrêt des installations. Elles sont constituées dès la mise en service des installations en contrepartie de la comptabilisation d'un actif, conformément aux principes comptables exposés en note 3.1.2.

35.5

Provisions de CENG

Aux États-Unis, les obligations en terme de gestion des combustibles usés, de gestion des déchets et de déconstruction des centrales sont régies principalement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) et pour le transport des déchets par le *Department of Transport*.

(en millions d'euros)	Augmentations	Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2009
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	4	426	12	442

35.5.1 Provision pour aval du cycle

Le combustible usé ne fait pas l'objet de retraitement. Il est entreposé en attendant sa mise à disposition au *US Department of Energy* (DOE) qui se chargera de son stockage définitif. Pour ce faire, CENG règle chaque trimestre une contribution basée sur les quantités d'électricité produites. Il n'y a pas de provision constituée à ce titre.

35.5.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

CENG a l'obligation de procéder à la déconstruction de ses trois centrales nucléaires à l'issue de leur exploitation conformément à la réglementation de la NRC.

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

Les provisions pour déconstruction comprennent notamment les dépenses de personnel internes et externes, les coûts des équipements, des matériels, du transport, de l'enfouissement, des coûts énergétiques, des impôts fonciers, les contributions versées à la NRC en vue de l'obtention du certificat de décontamination et les dépenses de remise en état des terrains conformément aux prescriptions.

35.5.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

La constitution centrale par centrale de fonds destinés à financer leur déconstruction (*trust fund*) est requise par la NRC. Ces *trust funds* sont investis en titres de dettes et en actions. Ils sont réservés à la centrale nucléaire à laquelle ils appartiennent. Le Comité des Investissements de la Société fixe la stratégie générale d'investissement dont la répartition entre type d'actifs. Les investissements respectent les règles de prudence. Les fonds ne doivent pas être investis directement dans des sociétés détenant des centrales nucléaires.

La NRC fixe des montants minimums à respecter qui sont contrôlés tous les deux ans. En cas d'insuffisance constatée, la NRC peut exiger des garanties financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison-mère.

Ces actifs de couverture sont comptabilisés comme des actifs disponibles à la vente. Ils sont valorisés à leur juste valeur (valeur boursière).



35.6

Autres filiales

Les obligations pour aval du cycle nucléaire concernent les centrales nucléaires pour la part détenue par SPE.

Les obligations de déconstruction concernent notamment les centrales thermiques classiques en Europe, les centrales nucléaires en Belgique et d'autres installations industrielles.

Note Avantages du personnel

36	36.1 Variation des provisions	100
	36.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	101
	36.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	103
	36.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture	103
	36.5 Décomposition de la valeur des actifs de couverture	105
	36.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	105

36.1

Variation des provisions

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit au cours des deux derniers exercices :

36.1.1 Au 31 décembre 2009

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 703	2 211	(1 933)	(6)	143	13 118
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 016	222	(122)	(1)	16	1 131
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	13 719	2 433	(2 055)	(7)	159	14 249

(en millions d'euros)

	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Provisions au 31/12/2008	11 420	141	1 918	59	41	140	13 719
Utilisation	(937)	(347)	(104)	(9)	(9)	(18)	(1 424)
Modification de périmètre	-	13	-	1	176	-	190
Dotations nettes	1 292	342	127	6	16	12	1 795
Écart de conversion	-	11	-	-	4	1	16
Autres	(2)	(41)	(2)	(3)	2	(1)	(47)
PROVISIONS AU 31/12/2009	11 773	119	1 939	54	230	134	14 249

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2008 résulte notamment de l'entrée en périmètre de British Energy, CENG et SPE.

36.1.2 Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)

	31/12/2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 675	2 117	(1 760)	(317)	(12)	12 703
Provisions autres avantages à long terme du personnel	1 088	176	(159)	-	(89)	1 016
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	13 763	2 293	(1 919)	(317)	(101)	13 719

(en millions d'euros)

	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Provisions au 31/12/2007	11 370	268	1 892	55	32	146	13 763
Utilisation	(1 140)	(136)	(101)	(1)	(2)	(21)	(1 401)
Modification de périmètre	-	-	-	-	-	3	3
Dotations nettes	1 187	108	126	8	12	17	1 458
Écart de conversion	-	(49)	-	-	(6)	(6)	(61)
Autres	3	(50)	1	(3)	5	1	(43)
PROVISIONS AU 31/12/2008	11 420	141	1 918	59	41	140	13 719

36.2

Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

36.2.1 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG (Industries électriques et gazières)

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, allemandes, américaines et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies. British Energy gère deux plans de retraite

à prestations définies l'un pour la majorité des employés et l'autre spécifique aux employés de la centrale d'Eggborough.

Pour les filiales étrangères et les filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 6,2 milliards d'euros au 31 décembre 2009 (2,4 milliards d'euros au 31 décembre 2008). Suite à la baisse des marchés financiers et des taux d'intérêts, conjuguée à une hausse anticipée de l'inflation, le déficit des fonds de pension d'EDF Energy et de British Energy, qui s'élevait à 271 millions d'euros au 31 décembre



2008, s'est creusé au cours de l'exercice pour atteindre 1 795 millions d'euros au 31 décembre 2009. La révision actuarielle triennale des fonds de pension est prévue en 2010.

Les écarts actuariels non amortis sont ainsi en forte hausse sur le Royaume-Uni, ce qui se traduira par une augmentation de la charge d'amortissement correspondante en 2010.

36.2.2 Filiales françaises relevant du régime des IEG

– Retraites

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries électriques et gazières sont entrées en vigueur au 1^{er} janvier 2005.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG intervenue en 2004, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents qui sont les prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

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

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

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 970 millions d'euros au 31 décembre 2009 (8 796 millions d'euros au 31 décembre 2008).

– Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
Avantages en nature énergie	1 176	1 135
Indemnités de fin de carrière	8	(3)
Indemnités de secours immédiat	287	283
Indemnités de congés exceptionnels	217	202
Autres	81	65
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	1 769	1 682
Dont Zone France	1 751	1 665
dont Zone Reste Europe	18	17

• Les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de GDF SUEZ correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire à cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF SUEZ.

• Les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

• Les indemnités de secours immédiat

Les indemnités de secours immédiat au décès ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 - § 5 du Statut national). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

• Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière

Tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leurs activités, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

• Autres avantages

Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de fin d'études, les indemnités complémentaires de retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché au sein de sociétés du Groupe.

36.3

Provisions pour autres avantages à long terme du personnel

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel qui relève des IEG, ils s'élèvent à 1 052 millions d'euros au 31 décembre 2009 (956 millions d'euros au 31 décembre 2008) et comprennent :

- les rentes pour 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 d'invalidité et de prestations d'invalidité. 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.

36.4

Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme sont résumées ci-dessous :

	France		Royaume-Uni		Allemagne	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Taux d'actualisation	5,25 %	5,75 %	5,70 %	6,50 %	5,75 %	6,00 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	5,32 %	5,04 %	6,30 %	5,90 %	5,50 %	5,00 %
Taux d'augmentation des salaires	2,00 %	2,00 %	5,40 %	4,58 %	3,00 %	3,50 %

En France, le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'état d'une durée comparable – OAT 2035, d'une durée de 16 ans homogène avec celle des engagements au personnel – auquel a été ajouté un spread calculé sur les entreprises non financières de première catégorie.

Pour 2009, le rendement réel des actifs sur retraites du Groupe s'établit à 1 146 millions ((784) millions en 2008). Il reflète le redressement des marchés financiers sur la rentabilité de ces actifs après une année 2008 marquée par la crise financière.

La forte variation des écarts actuariels non amortis de la France (2 197 millions d'euros) est principalement due au changement du taux d'actualisation

(5,25 % au 31 décembre 2009 contre 5,75 % au 31 décembre 2008) et à l'écart constaté entre le taux de rendement attendu des actifs de retraites et le rendement effectif de l'exercice.

Pour le portefeuille des actifs de couverture, en France, une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base sur le rendement attendu des actifs aurait pour impact une variation de 1,4 % à la hausse ou à la baisse de la charge attendue 2010.

L'impact d'une variation de 25 points de base sur le taux d'actualisation générerait une variation de 3,4 % sur le montant total des engagements en France.



36.4.1 Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autres International	Autres Activités	Total
Engagements au 01/01/2009	16 919	2 531	1 836	59	38	263	21 646
Coût des services rendus	446	95	23	4	5	12	585
Charges d'intérêt	996	350	106	2	1	6	1 461
Perte et gains actuariels	1 342	2 018	58	-	(1)	14	3 431
Réduction ou liquidation de régime	-	2	-	-	-	-	2
Prestations versées	(933)	(259)	(108)	(9)	(8)	(10)	(1 327)
Cotisations effectuées par les participants du régime	-	29	-	-	-	-	29
Coût des services passés acquis	-	-	-	-	1	1	2
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	2	-	2
Entrée de périmètre	-	2 738	(6)	1	209	-	2 942
Écart de change	-	379	-	-	8	1	388
Autres	1	-	-	(3)	61	(1)	58
ENGAGEMENTS AU 31/12/2009	18 771	7 883	1 909	54	316	286	29 219
Valeur actuelle des actifs investis	(6 388)	(5 981)	(36)	-	(85)	(125)	(12 615)
Écarts actuariels non reconnus	(456)	(1 783)	66	-	2	(26)	(2 197)
Coût des services passés non comptabilisés au bilan	(154)	-	-	-	(3)	(1)	(158)
PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES	11 773	119	1 939	54	230	134	14 249
Dont :							
Provision pour avantages du personnel	11 773	119	1 939	54	230	134	14 249
Actifs de retraite	-	-	-	-	-	-	-

Les principaux facteurs d'évolution des engagements résultent de l'entrée en périmètre de British Energy, CENG et SPE.

Le montant total de l'écart d'expérience pour la France représente un gain actuariel de 192 millions d'euros.

36.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Autres International	Autres Activités	Total
Juste valeur des actifs de couverture au 01/01/2009	(5 926)	(2 260)	(42)	-	(109)	(8 337)
Rendement escompté des actifs	(327)	(303)	(2)	(1)	(1)	(634)
Primes nettes	(605)	(325)	-	(1)	-	(931)
Pertes et gains actuariels	(138)	(372)	(1)	(1)	-	(512)
Prestations payées par les actifs de couverture	608	259	4	1	(13)	859
Écart de change	-	(356)	-	(2)	1	(357)
Autres	-	(2 624)	5	(81)	(3)	(2 703)
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2009	(6 388)	(5 981)	(36)	(85)	(125)	(12 615)

36.5

Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 6 388 millions d'euros au 31 décembre 2009 (5 926 millions d'euros au 31 décembre 2008) les actifs de couverture des engagements sociaux affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (couverts à 100 %) et des droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurances.

À fin 2009, les placements se décomposent au sein des contrats de la France :

- pour les indemnités de fin de carrière de 47,1 % d'actions, 52,9 % d'obligations et de monétaire, (respectivement 41,7 % et 58,3 % en 2008) ;

- pour le régime spécial de retraite de 35 % d'actions, 65 % d'obligations et de monétaire (respectivement 22,7 % et 77,3 % en 2008).

Au Royaume-Uni, les placements affectés à la couverture des engagements sociaux s'élèvent à 5 981 millions d'euros et se décomposent en 42,2 % d'actions et 47,8 % d'obligations et de monétaires, 4,6 % de biens immobiliers et 5,4 % d'autres placements.

Les pertes et gains actuariels constatés au cours de l'exercice concernent principalement la France et le Royaume-Uni.

36.6

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008
Coût des services rendus de l'exercice	(585)	(584)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 461)	(1 228)
Rendement escompté des actifs de couverture	634	522
Pertes et gains actuariels comptabilisés	173	(29)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	2	2
Coût des services passés	2	144
Effet de l'écrêtement	-	10
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	(1 235)	(1 163)



Note Autres provisions et passifs éventuels

37	37.1 Au 31 décembre 2009	106
	37.2 Au 31 décembre 2008	106
	37.3 Autres provisions	107
	37.4 Passifs éventuels	107

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

37.1 Au 31 décembre 2009

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux participations	154	34	(6)	-	-	-	182
Provisions pour risques fiscaux	203	10	(10)	-	-	152	355
Provisions pour litiges	495	62	(51)	(57)	75	5	529
Provisions pour contrats onéreux	241	228	(588)	(129)	1 224	53	1 029
Autres	3 645	1 787	(2 432)	(401)	229	(106)	2 722
AUTRES PROVISIONS	4 738	2 121	(3 087)	(587)	1 528	104	4 817

37.2 Au 31 décembre 2008

	31/12/2007	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2008
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour risques liés aux participations	157	15	(3)	(3)	(12)	154
Provisions pour risques fiscaux	147	62	(2)	-	(4)	203
Provisions pour litiges	576	100	(155)	(40)	14	495
Provisions pour contrats onéreux	302	72	(82)	(43)	(8)	241
Autres	2 680	2 605	(1 378)	(134)	(128)	3 645
AUTRES PROVISIONS	3 862	2 854	(1 620)	(220)	(138)	4 738

37.3

Autres provisions

Au 31 décembre 2009, la rubrique « Autres » inclut notamment :

- une provision de 501 millions d'euros constituée au titre de la prolongation du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché jusqu'au 30 juin 2010 en application de la loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 ;
- une provision de 393 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (383 millions d'euros en 2008) ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre à hauteur de 372 millions d'euros (397 millions d'euros en 2008), évaluées sur la base des prix d'achat historiques ;

- les provisions relatives aux certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 236 millions d'euros.

La rubrique « Provision pour litiges » inclut notamment une provision pour litige avec les organismes sociaux.

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur des contrats de vente British Energy pour 838 millions d'euros au 31 décembre 2009.

37.4

Passifs éventuels

– Contrôle fiscal

Au cours des années 2008 et 2009, EDF SA a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. En fin d'année 2009, une proposition de rectification a été adressée à EDF SA sur la période vérifiée ; EDF conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée.

Au cours des années 2008 et 2009, RTE EDF Transport a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005, 2006 et 2007. Au deuxième semestre 2009, une proposition de rectification a été adressée à RTE EDF Transport sur la période vérifiée. RTE EDF Transport conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée.

– Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles

de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

– Edipower

La procédure suit son cours dans le procès intenté par ACEA devant la cour de Rome à l'encontre de plusieurs parties, incluant parmi d'autres, AEM Spa (maintenant A2A Spa), EDF, Edipower Spa et Edison Spa. ACEA prétend que le pourcentage de participation détenu conjointement par EDF et AEM dans Edison, constitue une violation du plafond de 30 % de détention par des entreprises publiques dans Edipower, tel que défini par le décret du 8 novembre 2000. Selon ACEA, ce dépassement constituerait un cas de concurrence déloyale, conformément au Code civil italien et nuirait à ACEA. En conséquence, ACEA demande réparation et également que des mesures soient prises pour faire cesser cette situation, comme par exemple, le désinvestissement des participations en deçà du seuil mentionné ci dessus et l'interdiction de recevoir de l'énergie produite par Edipower au-delà des quantités autorisées.



Note 38 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler

La variation des passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analyse comme suit au 31 décembre 2009 :

(en millions d'euros)	31/12/2008	Variation de la période	31/12/2009
Contre-valeur des biens	36 663	1 107	37 770
Financement concessionnaire non amorti	(17 638)	(465)	(18 103)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	19 025	642	19 667
Amortissement financement du concédant	8 360	527	8 887
Provisions pour renouvellement	11 131	199	11 330
Droits sur biens à renouveler	19 491	726	20 217
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET À RENOUVELER	38 516	1 368	39 884

Note 39 Passifs financiers courants et non courants

39.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers	108
39.2 Emprunts et dettes financières	109
39.3 Endettement financier net	112
39.4 évolution de l'endettement financier net	113
39.5 Garanties sur emprunts	114

39.1

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)	31/12/2009			31/12/2008		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	43 941	9 927	53 868	25 416	12 035	37 451
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 610	3 610	-	3 232	3 232
Juste valeur négative des dérivés de couverture	814	3 023	3 837	168	3 691	3 859
PASSIFS FINANCIERS	44 755	16 560	61 315	25 584	18 958	44 542

Au 31 décembre 2009, la juste valeur des dérivés est déterminée sur la base de prix cotés à hauteur de 1 %, de prix observables à hauteur de 96 % et de modèles internes à hauteur de 3 %.

39.2

Emprunts et dettes financières

39.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Soldes au 31/12/2007	14 943	4 168	8 138	237	444	27 930
Augmentations	10 649	2 783	2 319	-	196	15 947
Diminutions	(1 425)	(2 064)	(1 989)	(61)	(41)	(5 580)
Mouvements de périmètre	3	23	(116)	-	-	(90)
Écarts de conversion	(874)	(13)	24	-	(55)	(918)
Autres	194	(38)	(84)	59	31	162
Soldes au 31/12/2008	23 490	4 859	8 292	235	575	37 451
Augmentations	18 904	11 128	413	-	702	31 147
Diminutions	(2 766)	(9 926)	(2 929)	(73)	(44)	(15 738)
Mouvements de périmètre	597	304	109	8	4	1 022
Écarts de conversion	185	184	49	-	100	518
Autres	(338)	(99)	(42)	76	(129)	(532)
SOLDES AU 31/12/2009	40 072	6 450	5 892	246	1 208	53 868

EDF a procédé à plusieurs émissions importantes dans le courant de l'exercice 2009 :

- le 23 janvier 2009, émission de deux emprunts obligataires en euros. Le premier est d'une maturité de 6 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 5,125 %, le second est d'une maturité de 12 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 6,25 % ;
- le 26 janvier 2009, émission obligataire sur le marché américain d'un montant de 5 milliards de dollars US sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission) qui comporte trois tranches :
 - une tranche 5 ans d'un montant de 1,25 milliard de dollars US, coupon 5,50 %,
 - une tranche 10 ans d'un montant de 2 milliards de dollars US, coupon 6,50 %,
 - une tranche 30 ans d'un montant de 1,75 milliard de dollars US, coupon 6,95 % ;
- le 3 mars 2009, émission d'obligations sur le marché suisse :
 - une première d'un montant de 350 millions de francs suisse (CHF), d'une maturité de 3 ans, avec un coupon annuel de 2 %,
 - une seconde d'un montant de 300 millions de francs suisse (CHF), d'une maturité de 8 ans, avec un coupon annuel de 4 % ;
- le 2 juin 2009, émission obligataire d'un montant de 1,5 milliard de livres sterling (GBP) dans le cadre de son programme EMTN, d'une maturité de 25 ans, avec un coupon annuel de 6,125 % ;
- le 17 juillet 2009, émission d'un emprunt obligataire d'une durée de 5 ans ouvert aux particuliers en France pour un montant de 3,3 milliards d'euros rémunérés à un taux d'intérêt fixe de 4,5 % ;

- en juillet 2009, émission de cinq emprunts au Japon pour un montant total de 120,4 milliards de yens avec des maturités allant de 2012 à 2016 ;
- le 11 septembre 2009, émission d'un emprunt obligataire de 2,5 milliards d'euros, d'une maturité de 15 ans, au taux de 4,625 % ;
- le 7 juillet 2009, EnBW a émis deux emprunts obligataires d'une valeur totale de 1 350 millions d'euros (622 millions d'euros en quote-part EDF) :
 - l'un de 750 millions d'euros d'une maturité de 6 ans avec un coupon annuel de 4,125 %,
 - le second de 600 millions d'euros d'une maturité de 30 ans avec un coupon annuel de 6,125 % ;
- le 12 novembre 2009, émission par EDF Energy de trois emprunts pour un montant total de 950 millions de livres sterling :
 - 300 millions de livres sterling à échéance novembre 2016, coupon 5,125 %,
 - 300 millions de livres sterling à échéance novembre 2031, coupon 6,125 %,
 - 350 millions de livres sterling à échéance novembre 2036, coupon 6 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie du Groupe et ont concouru pour partie au remboursement anticipé du crédit bancaire d'acquisition de British Energy tiré en janvier 2009.

Par ailleurs, Edison a procédé à des tirages sur ses lignes de crédit pour financer notamment l'investissement dans les champs gaziers d'Aboukir ainsi qu'à l'émission en juillet 2009 d'un emprunt de 700 millions d'euros (343 millions d'euros en quote-part EDF) tiré sur son programme EMTN.



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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008
EDF SA et autres filiales liées ⁽¹⁾	30 756	21 303
EDF Energy ⁽²⁾	11 943	7 668
EnBW	3 416	2 551
EDF Énergies Nouvelles	3 295	1 916
Edison ⁽³⁾	2 302	1 572
Autres	2 156	2 441
ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	53 868	37 451

(1) ERDF, RTE, PEI, EDF International, EDF Investissement Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TDE.

Au 31 décembre 2009, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2009, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt <i>(en millions)</i>	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	07/2000	10/2010	1 000	EUR	5,8 %
Obligataire	Edison	02/2007	12/2011	900	EUR	Euribor 1 mois
Euro MTN	EnBW	02/2002	02/2012	1 000	EUR	5,9 %
Obligataire	TDE	09/2005	09/2012	1 200	EUR	Euribor 3 mois
Euro MTN	EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,6 %
Euro MTN	EnBW	11/2008	11/2013	750	EUR	6,0 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5 %
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1 %
Obligataire	RTE EDF Transport	06/2008	05/2015	1 250	EUR	4,9 %
Euro MTN	EnBW	07/2009	07/2015	750	EUR	4,1 %
Obligataire	RTE EDF Transport	09/2006	09/2016	1 000	EUR	4,1 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0 %
Obligataire	RTE EDF Transport	08/2008	08/2018	1 000	EUR	5,1 %
Euro MTN	EnBW	11/2008	11/2018	750	EUR	6,9 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6 %
Euro MTN	EDF	05/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0 %

39.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	2 090	1 872	7 467	36	570	12 035
Entre un et cinq ans	8 118	1 684	449	151	5	10 407
À plus de cinq ans	13 282	1 303	376	48	-	15 009
Emprunts et dettes financières au 31/12/2008	23 490	4 859	8 292	235	575	37 451
À moins d'un an	2 046	1 599	5 043	41	1 198	9 927
Entre un et cinq ans	12 244	2 676	593	144	10	15 667
À plus de cinq ans	25 782	2 175	256	61	-	28 274
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2009	40 072	6 450	5 892	246	1 208	53 868

39.2.3 Ventilation des emprunts par devise

	31/12/2009			31/12/2008		
	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
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts libellés en euro (EUR)	37 232	(10 356)	26 876	28 326	(3 499)	24 827
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	5 081	(32)	5 049	2 273	(692)	1 581
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	7 386	11 463	18 849	4 152	4 225	8 377
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 169	(1 075)	3 094	2 700	(34)	2 666
EMPRUNTS	53 868	-	53 868	37 451	-	37 451

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar/livre sterling qualifiés de couverture économique.

39.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

	31/12/2009			31/12/2008		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale la dette
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts à taux fixe	44 569	613	45 182	29 680	739	30 419
Emprunts à taux variable	9 299	(613)	8 686	7 771	(739)	7 032
TOTAL DES EMPRUNTS	53 868	-	53 868	37 451	-	37 451

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



39.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 10 039 millions d'euros au 31 décembre 2009 (21 388 millions d'euros au 31 décembre 2008).

(en millions d'euros)	Total	31/12/2009			31/12/2008
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Lignes de crédit confirmées	10 039	1 302	8 737	-	21 388

La diminution de ce poste résulte essentiellement de la tombée de la ligne associée au crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling souscrit à l'occasion de l'acquisition de British Energy.

39.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	31/12/2009		31/12/2008	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	57 014	53 868	36 587	37 451

39.3

Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds

ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2009	31/12/2008
Emprunts et dettes financières	39.2.1	53 868	37 451
Dérivés de couvertures des dettes		373	(381)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	31	(6 982)	(5 869)
Actifs liquides	27.3.1 et 27.3.2	(4 735) ⁽¹⁾	(6 725) ⁽²⁾
Dettes financières nettes des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente		(28)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		42 496	24 476

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 4 538 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 197 millions d'euros.

(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 6 651 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 74 millions d'euros.

39.4

Évolution de l'endettement financier net

(en millions d'euros)	2009	2008
Excédent brut d'exploitation	17 466	14 240
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(3 105)	(3 699)
Variation du besoin en fonds de roulement net ⁽¹⁾	(983)	(211)
Autres éléments	143	30
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 521	10 360
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des cessions	(12 118)	(9 489)
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	(1 068)
Impôt sur le résultat payé	(963)	(1 720)
Annulation de la décision de la Commission européenne	1 224	-
Free cash flow ⁽¹⁾	256	(1 917)
Investissements financiers ⁽²⁾	(16 238)	(6 090)
Dividendes versés	(1 311)	(2 528)
Autres variations	(94)	479
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	(17 387)	(10 056)
Effet de variation du périmètre	453	138
Effet de la variation de change	(760)	1 473
Autres variations non monétaires	(326)	238
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	(18 020)	(8 207)
Endettement financier net ouverture	24 476	16 269
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	42 496	24 476

(1) La variation du besoin en fonds de roulement intègre pour 2008 le reclassement de la soulte due à AREVA au titre de l'usine de retraitement de La Hague en dettes fournisseurs pour 2 300 millions d'euros et en 2009 un versement effectué au titre de cette soulte pour (605) millions d'euros. En conséquence, dans cette présentation, le free cash flow intègre le versement de cette soulte.

(2) Les principaux investissements financiers de l'exercice 2009 concernent :

- l'acquisition des actions de British Energy dans le cadre des offres publiques d'achat et de retrait pour 10 827 millions d'euros compensée en novembre 2009 par la cession de 20 % de ces titres à Centrica pour (2 470) millions d'euros. (voir note 5.1) ;
- 2 508 millions d'euros au titre de l'acquisition de 49,99 % de CENG ;
- environ 1,4 milliard d'euros au titre des acquisitions de EWE, Lippendorf et Bexbach chez EnBW ;
- 1 328 millions d'euros au titre de l'acquisition de 51 % de SPE ;
- 495 millions d'euros au titre de l'investissement dans les champs gaziers d'Aboukir chez Edison ;
- une dotation brute aux actifs dédiés de 1 902 millions d'euros.



39.5

Garanties sur emprunts

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2009 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2009			31/12/2008	
	Total	Échéances		Total	
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	2 767	207	1 101	1 459	2 166
Garanties sur emprunts	323	23	48	252	429
Autres engagements liés au financement	241	182	10	49	564
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT	3 331	412	1 159	1 760	3 159
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AU FINANCEMENT*	184	148	29	7	69

* Hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 39.2.5).

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 2 767 millions d'euros (2 166 millions d'euros en 2008).

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF et EDF International.

En 2009, la baisse des engagements donnés liés au financement résulte de la caducité de la ligne de financement temporaire de dernier ressort accordée en faveur de CEG pour 431 millions d'euros.

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles et Unistar Nuclear Energy.

Note Gestion des risques financiers

40

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques de taux, de change et de fluctuation des prix des matières premières. Le Groupe a recours à des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Dans cette perspective, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe en particulier EDF Trading, EDF Energy, EnBW et Edison ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que sur les flux de trésorerie.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

Le risque actions est principalement localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

En ce qui concerne les marchés de l'énergie, le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et des combustibles fossiles principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spot ou à terme effectuées par EDF Trading sont essentiellement réalisées à travers des instruments tels que des contrats à terme (avec ou sans livraisons physiques), des swaps et des options.

EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies et son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de « Value at risk » (VaR) avec une limite « Stop loss ».

Le risque de crédit est composé du risque d'impayé sur les créances clients et du risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. À ce titre, le Groupe est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie qui s'appuie sur les principes suivants :

- suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties) ;

- méthodologie d'attribution de limites en exposition pour chaque contrepartie liée aux marchés financiers ou énergies ;
- consolidation mensuelle des expositions au risque de contrepartie sur les activités de marchés financiers et énergies et consolidation trimestrielle globale sur l'ensemble des activités ;
- mise en place d'une limite en espérance de perte par contrepartie au niveau du Groupe et de chaque entité et contrôle du respect de ces limites par le Comité de crédit corporate.

Concernant le risque de défaillance des clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 29 de la présente annexe.

Dans le cas particulier d'EDF Trading, le risque de crédit est partiellement couvert par des accords bilatéraux d'appels de marge et des lettres de crédit.

Le rapport de gestion de l'exercice 2009 (chapitre 1.9) fournit les compléments à cette note.

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

41.1 Couverture de juste valeur	116
41.2 Couverture de flux de trésorerie	116
41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger	116
41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	117
41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	119

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	31/12/2009	31/12/2008
Juste valeur positive des dérivés de couverture	27.1	2 895	3 705
Juste valeur négative des dérivés de couverture	39.1	(3 837)	(3 859)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(942)	(154)
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	(18)	(64)
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	273	1 795
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(1 205)	(1 851)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	7	(34)

L'évaluation en juste valeur des dérivés de couverture est effectuée sur la base des hypothèses suivantes :

- données cotées : 1 % ;
- données observables : 98 % ;
- modèles internes : 1 %.



41.1

Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêts fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

Au 31 décembre 2009, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de 7 millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de 6 millions d'euros au 31 décembre 2008).

41.2

Couverture de flux de trésorerie

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

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de cross currency swaps) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2009 est un gain de 2 millions d'euros (perte de 5 millions d'euros au 31 décembre 2008).

41.3

Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

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 ainsi 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 :

– En 2009

	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
<i>(en millions d'euros)</i>							
Dérivés de :							
Couverture de taux	3	2	5	-	-	-	-
Couverture de change	(797)	261	(536)	-	(234)	82	(152)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(181)	240	59	-	-	-	-
Couverture de matières premières	(412)	160	(252)	2	(1 095)	389	(706)
DÉRIVÉS DE COUVERTURE	(1 387)	663	(724)	2	(1 329)	471	(858)

(1) + / 0 : augmentation / diminution des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / 0 : augmentation / diminution du résultat.

Concernant les matières premières, les variations négatives de juste valeur de l'exercice d'un montant de (252) millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- (488) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (20) millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- 217 millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers.

Le montant de (706) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (734) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- 280 millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz ;
- (142) millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers.

– En 2008

	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
<i>(en millions d'euros)</i>							
Dérivés de :							
Couverture de taux	(90)	20	(70)	(2)	-	-	-
Couverture de change	362	(106)	256	-	(62)	21	(41)
Couverture d'investissement net à l'étranger	857	(294)	563	-	-	-	-
Couverture de matières premières	(3 216)	1 012	(2 204)	(3)	(296)	90	(206)
DÉRIVÉS DE COUVERTURE	(2 087)	632	(1 455)	(5)	(358)	111	(247)

(1) + / 0 : augmentation / diminution des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / 0 : augmentation / diminution du résultat.



Concernant les matières premières, les variations négatives de juste valeur de l'exercice d'un montant de 2 204 millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- (1 137) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (434) millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- (306) millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers.

Le montant de (206) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (339) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (111) millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz ;
- + 201 millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

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

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2009				Total	Notionnel au 31/12/2008		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		Total	31/12/2009	31/12/2008	
Achats à terme	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Achats de CAP	-	90	8	98	7	-	-	-	-
Achats d'options	-	170	-	170	-	-	-	-	-
Ventes d'options	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Opérations sur taux d'intérêt	-	260	8	268	8	-	-	-	2
Payeur fixe / receveur variable	189	1 676	1 013	2 878	1 975	(57)	(101)	(57)	(101)
Payeur variable / receveur fixe	-	1 160	1 026	2 186	1 228	39	53	39	53
Variable / variable	-	-	-	-	241	-	(18)	-	(18)
Swaps de taux	189	2 836	2 039	5 064	3 444	(18)	(66)	(18)	(66)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	189	3 096	2 047	5 332	3 452	(18)	(64)	(18)	(64)

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 2009

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2009				Total	Notionnel à livrer au 31/12/2009			Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2009
Change à terme	5 431	3 348	-	8 779	5 120	2 969	-	8 089	109	
Swaps	10 247	7 898	5 707	23 852	10 199	7 659	5 567	23 425	164	
Options	72	-	-	72	74	-	-	74	-	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	15 750	11 246	5 707	32 703	15 393	10 628	5 567	31 588	273	

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).

- Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2008				Total	Notionnel à livrer au 31/12/2008			Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2008
Change à terme	4 880	3 743	73	8 696	5 879	3 897	35	9 811	553	
Swaps	4 546	3 085	2 126	9 757	3 893	2 502	1 469	7 864	1 232	
Options	502	-	-	502	502	-	-	502	10	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	9 928	6 828	2 199	18 955	10 274	6 399	1 504	18 177	1 795	

La juste valeur des cross-currency swaps taux/change ne prend en compte que l'effet change.

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

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

Unités de mesure	31/12/2009				31/12/2009	31/12/2008	31/12/2008	
	Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur	
	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total		Total		
(en millions d'euros)								
Swaps	-	-	-	-	-	-	1	
Forwards/futures	41	17	-	58	(585)	35	(748)	
Électricité	TWh	41	17	-	58	(585)	35	(747)
Swaps	17	-	-	17	-	-	-	
Forwards/futures	555	611	-	1 166	(236)	1 524	(9)	
Gaz	Millions de therms	572	611	-	1 183	(236)	1 524	(9)
Swaps	16 468	10 175	-	26 643	93	19 873	(638)	
Forwards/futures	-	-	-	-	-	477	(11)	
Produits pétroliers	Milliers de barils	16 468	10 175	-	26 643	93	20 350	(649)
Swaps	12	7	-	19	(333)	25	(403)	
Forwards/futures	-	-	-	-	1	-	(2)	
Charbon	Millions de tonnes	12	7	-	19	(332)	25	(405)
Forwards/futures	9 608	3 377	-	12 985	(145)	17 327	(41)	
CO₂	Milliers de tonnes	9 608	3 377	-	12 985	(145)	17 327	(41)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE					(1 205)		(1 851)	

41.5

Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

Unités de mesure	31/12/2009	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2008	
	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur	
(en millions d'euros)					
Swaps	175	(11)	-	-	
Gaz	Millions de therms	175	(11)	-	-
Charbon et fret	Millions de tonnes	(18)	18	(9)	(34)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			7	(34)	



Note Instruments dérivés non comptabilisés en couverture

42

42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	120
42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction	121
42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	123

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2009	31/12/2008
Juste valeur positive des dérivés de transaction	27.3.1	4 662	4 753
Juste valeur négative des dérivés de transaction	39.1	(3 610)	(3 232)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		1 052	1 521
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	27	18
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(58)	144
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	1 083	1 359

L'évaluation en juste valeur des dérivés de transaction est effectuée sur la base des hypothèses suivantes :

- données observables : 95 % ;
- modèles internes : 5 %.

42.1

Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

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

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2009				Notionnel au 31/12/2008	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		31/12/2009	31/12/2008
Achats de CAP	-	-	-	-	147	-	-
Ventes de FLOOR	-	-	-	-	294	-	-
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	-	-	441	-	-
Payeur fixe / receveur variable	917	869	1 476	3 262	1 962	(161)	(97)
Payeur variable / receveur fixe	2 150	974	1 466	4 590	7 125	188	150
Variable / variable	7	40	158	205	221	-	(35)
Swaps de taux	3 074	1 883	3 100	8 057	9 308	27	18
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	3 074	1 883	3 100	8 057	9 749	27	18

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 2009

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2009				Notionnel à livrer au 31/12/2009				Juste valeur 31/12/2009
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	2 781	794	28	3 603	2 788	766	28	3 582	(17)
Swaps	2 689	220	-	2 909	2 704	238	-	2 942	(41)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	5 470	1 014	28	6 512	5 492	1 004	28	6 524	(58)

– Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2008				Notionnel à livrer au 31/12/2008				Juste valeur 31/12/2008
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	3 488	297	44	3 829	3 402	289	45	3 736	39
Swaps	6 371	586	-	6 957	6 304	564	-	6 868	106
Options	182	-	-	182	40	-	-	40	(1)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 041	883	44	10 968	9 746	853	45	10 644	144



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	31/12/2009	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2008
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(2)	651	(2)	(19)
Options		18	159	13	(92)
Forwards/futures		(27)	(539)	(20)	152
Électricité	TWh	(11)	271	(9)	41
Swaps		17	(33)	-	8
Options		89 172	24	86 466	54
Forwards/futures		837	113	(1 232)	202
Gaz	Millions de therms	90 026	104	85 234	264
Swaps		(8 653)	52	(13 712)	68
Options		(3 156)	1	1 200	8
Forwards/futures		1 585	(21)	1 680	(39)
Produits pétroliers	Milliers de barils	(10 224)	32	(10 832)	37
Swaps		(53)	(75)	(63)	651
Options		-	-	-	-
Forwards/futures		104	328	87	51
Frêt		19	(8)	11	75
Charbon	Millions de tonnes	70	245	35	777
Swaps		(303)	(14)	-	(30)
Options		-	-	-	-
Forwards/futures		13 069	531	5 726	269
CO₂	Milliers de tonnes	12 766	517	5 726	239
Swaps			(91)		-
Autres matières premières			(91)		-
Dérivés incorporés de matières			5		1
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			1 083		1 359

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

Note Fournisseurs

43

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008
Dettes fournisseurs et comptes rattachés excluant EDF Trading	10 694	10 967
Dettes fournisseurs et comptes rattachés de EDF Trading	2 654	2 990
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	13 348	13 957

Note Autres créditeurs

44

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2008
Avances et acomptes reçus	5 277	4 783
Dettes sur immobilisations	2 216	2 096
Dettes fiscales et sociales	6 884	6 671
Produits constatés d'avance	8 312	8 027
Autres dettes	5 334	4 248
AUTRES CRÉDITEURS	28 023	25 825
dont :		
Non courant	5 725	5 628
Courant	22 298	20 197

Au 31 décembre 2009, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 444 millions d'euros (2 317 millions d'euros en 2008) et, chez EDF et ERDF, les tickets de raccordement pour

2 513 millions d'euros (2 529 millions d'euros en 2008). L'augmentation de la rubrique « Autres dettes » provient pour l'essentiel de la dette relative à l'option de vente consentie aux actionnaires minoritaires de SPE (voir note 5.2).



Note Contribution des coentreprises

45

Le Groupe détient des intérêts dans des coentreprises (voir note 49). Comme indiqué dans la note 3.3, ces participations sont consolidées suivant la méthode de l'intégration proportionnelle.

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

– Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07 %	4 145	13 247	3 490	9 148	7 195	1 193
Edison	48,96 %	1 673	6 942	1 624	2 515	4 389	713
CENG	49,99 %	404	4 861	627	1 084	80	34
Autres		2 260	6 282	1 904	1 346	2 693	387
TOTAL		8 482	31 332	7 645	14 093	14 357	2 327

– Au 31 décembre 2008

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre* d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07 %	5 289	11 260	4 214	7 903	7 467	1 114
Edison*	48,96 %	1 604	6 434	1 725	1 949	5 003	807
Autres		2 879	5 640	2 443	1 022	2 665	341
TOTAL		9 772	23 334	8 382	10 874	15 135	2 262

* Chiffre d'affaires 2008 lié aux activités de trading d'Edison présenté net des achats.

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia et EDF Investissements Groupe.

Note Parties liées

46

46.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	125
46.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	125
46.3 Rémunération des organes d'administration et de Direction	126

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

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Sociétés consolidées par mise en équivalence		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008
Chiffres d'affaires	171	160	310	64	1 211	579	1 692	803
Achats énergie	119	131	829	560	1 942	3 739	2 890	4 430
Achats externes	-	-	-	-	838	575	838	575
Actifs financiers	122	125	-	-	183	633	305	758
Autres actifs	140	126	312	15	382	985	834	1 126
Passifs financiers	149	1 083	-	-	-	-	149	1 083
Autres passifs	327	286	41	31	2 389	2 554	2 757	2 871

46.1

Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu, en 2001 pour une durée indéterminée, un accord, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés.

Les transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence relèvent de la vente et de l'achat d'énergie.



46.2

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

46.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,5 % du capital d'EDF SA au 31 décembre 2009. 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, EDF est soumise 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 mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit élaboré. Au cours de l'année 2008, le premier bilan a été adressé à l'État.

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, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

46.2.2 Relations avec GDF SUEZ

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création de ERDF SA, filiale de EDF SA, au 1^{er} janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF SA, filiale de GDF SUEZ, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre ERDF SA et GRDF SA, vis-à-vis de l'opérateur commun, a été mise en œuvre dans la suite de la convention existant antérieurement entre EDF et GDF SUEZ.

L'opérateur commun assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution d'énergies et notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

Par ailleurs, EDF et GDF SUEZ disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :

- la délégation Santé Sécurité ;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

Le groupe GDF SUEZ vient d'être désigné comme partenaire associé à EDF pour la construction du deuxième réacteur nucléaire de type EPR en France à Penly.

46.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat d'uranium, l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustibles nucléaires, les opérations de maintenance de centrales et l'achat d'équipement ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage des combustibles usés.

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre portant sur les contrats de gestion du combustible usé pour la période post-2007.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 27.3.2.3.

46.3

Rémunération des organes d'administration et de Direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont, le Président du Conseil d'administration, les Directeurs Généraux Délégués jusqu'au 25 novembre 2009, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée en 2009 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 4,5 millions d'euros (4,8 millions d'euros en 2008). Cette rémunération recouvre jusqu'au 25 novembre 2009 les avantages court terme (salaires, part variable versée en 2009, intéressement et avantages en nature), ainsi que les charges patronales correspondantes et sur l'intégralité de l'exercice les jetons de présence.

Par ailleurs, les dirigeants statutairement rattachés au régime des IEG bénéficient des avantages liés au personnel – au sens de la norme IAS 19

– procurés par ce statut. Le coût des services rendus lié à ces avantages pour 2009 a été évalué à 0,2 million d'euros (0,3 million d'euros pour 2008). 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 prime de départ.

Les dirigeants ont pu bénéficier du plan d'actions gratuites – ACT 2007 – dans les mêmes conditions que les autres salariés du groupe EDF. Compte tenu des conditions d'attribution et de l'offre réservée aux salariés, les actions relatives à ACT 2007 ont été livrées en 2009.

Note Environnement

47

47.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre	127
47.2 Certificats d'économies d'énergie	128
47.3 Certificats d'énergie renouvelable	128

47.1

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'attribution de quotas d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans qui s'est achevée fin 2007 et se caractérise par une réduction des quotas attribués. La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008-2012.

Au sein du groupe EDF, les sociétés concernées par l'application de cette Directive sont : EDF SA, EnBW, EDF Energy, British Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Demasz, Kogeneracja, Zielona gora, EC Krakow, Ersas, EC Wybrzeze, SPE et EDF Énergies Nouvelles.

En 2009, le Groupe a restitué 94 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2008. En 2008, le Groupe avait restitué 91 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2007.

Pour l'année 2009, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 75 millions de tonnes. Pour l'année 2008, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 67 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2009, le volume des émissions s'élève à 83 millions de tonnes (84 millions de tonnes au 31 décembre 2008). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 372 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas fin 2009 (397 millions d'euros au 31 décembre 2008).



Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER contractés dans le cadre du Fonds Carbone, sont évalués à 178 millions d'euros au 31 décembre 2009 (176 millions d'euros au 31 décembre 2008).

47.2

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.

Ainsi, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergies. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finaux et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période triennale (jusqu'au 30 juin 2009) à des obligations d'économies d'énergies dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergies ou en acquérant des certificats d'économies d'énergies. 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.

Pour EDF, le montant de l'obligation sur la première période triennale est de 30 TWh.

Au 30 juin 2009, date de la fin de la première période, EDF a engagé des actions pour satisfaire à l'obligation de production des certificats en fin de période et à cette date des certificats ont été obtenus pour un montant de 34 TWh (23 TWh au 31 décembre 2008).

L'État français n'a pas encore publié le volume d'économie d'énergie à réaliser pour la seconde période.

47.3

Certificats d'énergie renouvelable

Au Royaume-Uni, en Pologne et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production et les commercialisateurs ont une obligation de vendre un certain volume d'énergie renouvelable. Cette obligation se traduit par l'apport de la preuve de la satisfaction de l'obligation ou

la restitution de certificats d'énergie renouvelable obtenus et/ou acquis. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

En 2009, l'Italie et le Royaume-Uni présentent un solde déficitaire. Une provision de 216 millions d'euros a donc été comptabilisée à ce titre.

Note Événements postérieurs à la clôture

48

48.1 EDF

129

48.2 EnBW

129

48.1

EDF

Le 26 janvier 2010, EDF a réalisé une émission obligataire sur le marché américain auprès d'investisseurs institutionnels (dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission) d'un montant de 2 250 millions de dollars US qui comporte deux tranches :

- une tranche 10 ans d'un montant de 1 400 millions de dollars US, coupon 4,60 % ;
- une tranche 30 ans d'un montant de 850 millions de dollars US, coupon 5,60 %.

48.2

EnBW

Après l'obtention de l'autorisation de l'office fédéral des cartels de céder GESO, EnBW a fait part de son choix de prendre la Technischen Werke Dresden (TWD) comme acheteur préférentiel. La suite des négociations est désormais exclusivement menée avec TWD, avec pour objectif de conclure un contrat de vente.

EnBW et TWD ont convenu de ne pas divulguer d'informations détaillées sur les négociations.



Note Périmètre de consolidation

49

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2009 :

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
FRANCE						
Électricité de France	(1)		100	100	Société-mère	P,D,S
RTE EDF Transport	(1)		100	100	IG	T
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	(1)		100	100	IG	D
Groupe PEI	(1)		100	100	IG	P
ROYAUME-UNI						
EDF Energy	(2)		100	100	IG	P,D,S
EDF Energy UK Ltd			100	100	IG	S
EDF Development Company Ltd			100	100	IG	P
ALLEMAGNE						
EnBW	(2)		46,07	46,07	IP	P,D,S,T
ITALIE						
Edison	(2)		48,96	50	IP	P,D,S
Transalpina di Energia (TdE)			50	50	IP	S
MNTC			100	100	IG	S
Wagram 4			100	100	IG	S
Fenice	(2)		100	100	IG	P
AUTRES INTERNATIONAL						
EDF International	(1)	France	100	100	IG	S
Société d'Investissement en Autriche		France	100	100	IG	S
Etag	(2)	Autriche	25	25	IP	P,S
EDF Belgium		Belgique	100	100	IG	P
Segebel		Belgique	100	100	IG	S
SPE		Belgique	51	51	IG	P
Ute Norte Fluminense		Brésil	90	90	IG	P
Ute Paracambi		Brésil	100	100	IG	P
Figlec		Chine	100	100	IG	P
Shandong Zhonghua Power Company		Chine	19,60	19,60	ME	P
San Men Xia		Chine	35	35	ME	P
Taishan Nuclear Power JV Co		Chine	30	30	ME	P
Azito Énergie		Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P
EDF Inc		États-Unis	100	100	IG	S
Unistar Nuclear Energy Inc		États-Unis	50	50	IP	P
Constellation Energy Nuclear Group (CENG)		États-Unis	49,99	49,99	IP	P
Bert		Hongrie	95,57	95,57	IG	P
Demasz	(2)	Hongrie	100	100	IG	D
Nam Theun Power Company		Laos	35	35	ME	P

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
Cinergy Holding Company BV		Pays-Bas	50	50	IP	P
Finelex BV		Pays-Bas	100	100	IG	P
SLOE Centrale Holding BV		Pays-Bas	50	50	IP	P
EC Krakow		Pologne	94,31	94,31	IG	P
EC Wybrzeze		Pologne	99,73	99,73	IG	P
EDF Polska		Pologne	100	100	IG	S
ERSA (Rybnik)		Pologne	79,76	97,31	IG	P
Kogeneracja		Pologne	40,58	50,00	IG	P
Zielona gora		Pologne	39,93	98,40	IG	P, D
SSE		Slovaquie	49,00	49,00	IP	D
EDF Alpes Investissements		Suisse	100	100	IG	S
Groupe Alpiq	(2)	Suisse	26,06	26,06	ME	P,D,S,T
Meco		Vietnam	56,25	56,25	IG	P
AUTRES ACTIVITÉS						
EDF Investissement Groupe		Belgique	93,01	50	IP	S
Dalkia Holding		France	34	34	ME	S
Edenkia		France	50	50	ME	S
Dalkia International		France	50	24,14	IP	S
Dalkia Investissement		France	67	50	IP	S
Richemont	(1)	France	100	100	IG	P
EDF Développement Environnement SA	(1)	France	100	100	IG	S
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		France	51	51	IG	S
Cofiva	(1)	France	100	100	IG	S
Sofinel		France	55	54,98	IG	S
Électricité de Strasbourg		France	89,07	89,07	IG	D
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	(2)	France	51	51	IG	S
Dunkerque LNG		France	100	100	IG	S
EDF Énergies Nouvelles (EDF EN)	(2)	France	50	50	IG	P,S
Immobilière Wagram Étoile	(1)	France	100	100	IG	S
La Gérance Générale Foncière	(1)	France	99,86	99,86	IG	S
Immobilière PB6		France	50	50	IP	S
Société Foncière Immobilière et de Location (SOFILO)	(1)	France	100	100	IG	S
EDF Optimal Solutions		France	100	100	IG	S
Société C2	(1)	France	100	100	IG	S
Société C3	(1)	France	100	100	IG	S
EDF Holding SAS	(1)	France	100	100	IG	S
Domofinance		France	45	45	ME	S
Fahrenheit		France	100	100	IG	S
Wagram Insurance Company		Irlande	100	100	IG	S
Océane Ré		Luxembourg	99,98	99,98	IG	S
EDF Trading	(2)	Royaume-Uni	100	100	IG	S
EDF Production UK Ltd		Royaume-Uni	100	100	IG	P

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.

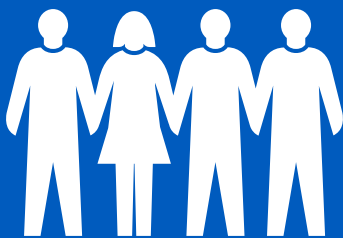
Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.

(1) Sociétés appartenant au périmètre du régime de l'intégration fiscale pour lequel Électricité de France a opté depuis le 1^{er} janvier 1988.

(2) Groupe de sociétés.

Rapport des Commissaires aux comptes

sur les comptes consolidés







Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2009

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2009 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. OPINION SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans 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 exposés dans les notes aux comptes consolidés :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 3.22 et 35, résulte comme indiqué en note 3.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes 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 ;
- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3.24, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle 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. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3.24. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements ;
- les changements de méthodes comptables exposés dans les notes 1.2, 2 et 8.

2. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

RÈGLES ET PRINCIPES COMPTABLES

Nous nous sommes assurés que les notes 3.4, 3.10.2, 3.12 et 3.24 donnent une information appropriée sur les traitements comptables retenus au titre des engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement, des quotas d'émission de gaz à effet de serre et des concessions, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne au 31 décembre 2009.

JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

La note 3.2, décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations. Nos travaux ont consisté, dans un contexte caractérisé par des perspectives économiques difficiles à appréhender, à apprécier ces estimations, les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent ces estimations, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, 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 comptes consolidés donnent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 10 février 2010

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Deloitte & Associés

Alain Pons

Tristan Guerlain