



Groupe EDF
Document
de référence
2009



CHANGER L'ÉNERGIE ENSEMBLE



Société anonyme
Au capital de 924 433 331 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

Document de Référence 2009

Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») le 8 avril 2010, conformément à l'article 212-13 de son Règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF. Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

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

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2008 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 237 à 343) et 20.2 (pages 344 et 345) du Document de Référence 2008 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 214 à 315) et 20.2 (pages 316 et 317) du Document de Référence 2007 du groupe EDF ; et
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos au 31 décembre 2008 figurant au Chapitre 9 (pages 142 à 190) du Document de Référence 2008 du groupe EDF.

Des exemplaires du présent Document de Référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris Cedex 08), et sur son site Internet (<http://www.edf.com>) ainsi que sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (<http://www.amf-france.org>).

Table des matières

1. Personnes responsables	8		
1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	8		
1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL	8		
2. Contrôleurs légaux des comptes	9		
2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES	9		
2.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS	9		
3. Informations financières sélectionnées	10		
4. Facteurs de risque	12		
4.1 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES AU SEIN DU GROUPE EDF	12		
4.1.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe	12		
4.1.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques	12		
4.1.1.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies	13		
4.1.1.3 Gestion et contrôle des risques marchés financiers	14		
4.1.2 Gestion des risques industriels et environnementaux	15		
4.1.2.1 Gestion du risque sûreté nucléaire	15		
4.1.2.2 Gestion du risque de sûreté hydraulique	16		
4.1.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe	16		
4.1.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe	16		
4.1.3 Assurances	17		
4.1.3.1 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)	17		
4.1.3.2 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux	17		
4.1.3.3 Assurance dommages (hors biens nucléaires)	17		
4.1.3.4 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires	18		
4.1.4 Gestion des crises	18		
4.2 FACTEURS DE RISQUE	19		
4.2.1 Risques liés aux marchés européens de l'énergie	19		
4.2.2 Risques liés aux activités du Groupe	20		
4.2.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe	25		
4.2.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe	29		
4.2.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions	33		
4.3 FACTEURS DE DÉPENDANCE	33		
5. Informations concernant l'émetteur	35		
5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ	35		
5.1.1 Dénomination sociale et siège social	35		
5.1.2 Registre du Commerce et des Sociétés, code APE	35		
5.1.3 Date de constitution et durée de la Société	35		
5.1.4 Forme juridique et législation applicable	35		
5.1.5 Historique	35		
5.2 INVESTISSEMENTS	36		
6. Aperçu des activités	38		
6.1 STRATÉGIE	40		
6.1.1 Conforter son leadership européen et ses atouts compétitifs sur le long terme	40		
6.1.1.1 En France	40		
6.1.1.2 En Europe	41		
6.1.1.3 Gaz	42		
6.1.1.4 Programme d'amélioration de la performance opérationnelle	42		
6.1.2 Promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental	42		
6.1.3 Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde	42		
6.1.4 Politique d'investissement	43		
6.1.4.1 Investissements en 2009	43		
6.1.4.2 Investissements en 2010	43		
6.1.4.3 Investissements dans le nouveau nucléaire d'ici 2020	43		
6.2 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF EN FRANCE	44		
6.2.1 Opérations non régulées France	44		
6.2.1.1 Production d'électricité	44		
6.2.1.1.1 Présentation générale du parc de production d'EDF	44		
6.2.1.1.2 Atouts du parc de production	45		
6.2.1.1.3 Production nucléaire	45		
6.2.1.1.4 Production hydraulique	57		
6.2.1.1.5 Production thermique à flamme (« THF »)	60		
6.2.1.2 Commercialisation	62		
6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading	69		
6.2.2 Opérations régulées France	72		
6.2.2.1 Transport – RTE	72		
6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	76		
6.2.2.3 Systèmes Énergétiques Insulaires	79		
6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE »)	80		
6.3 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF À L'INTERNATIONAL	81		
6.3.1 Europe	81		
6.3.1.1 Royaume-Uni	84		
6.3.1.2 Allemagne – EnBW	96		
6.3.1.3 Italie	103		
6.3.1.4 Reste de l'Europe	107		
6.3.2 États-Unis	111		
6.3.2.1 Stratégie nucléaire aux États-Unis	112		
6.3.2.2 Unistar Nuclear Energy	112		
6.3.2.3 Acquisition de 49,99 % des actifs nucléaires de CEG	114		
6.3.2.4 Autres activités du groupe EDF aux États-Unis	117		
6.3.3 Asie/Pacifique	118		
6.3.3.1 Activités du groupe EDF en Chine	118		
6.3.3.2 Activités du groupe EDF en Asie du Sud	119		
6.3.4 Amérique Latine	120		
6.3.4.1 Brésil	120		
6.3.5 Afrique	120		
6.3.5.1 Côte d'Ivoire	120		
6.3.5.2 Afrique du Sud	120		
6.3.5.3 Mission Accès à l'énergie	120		
6.4 AUTRES ACTIVITÉS ET FONCTIONS TRANSVERSES	121		
6.4.1 Autres activités	121		
6.4.1.1 Énergies nouvelles	121		

6.4.1.2	Tiru	124	9.2.7	Principales évolutions du périmètre de consolidation	163
6.4.1.3	Électricité de Strasbourg	125	9.3	INTRODUCTION À L'ANALYSE DES RÉSULTATS 2009	164
6.4.1.4	Dalkia	125	9.4	PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES SENSIBLES AUX ESTIMATIONS ET AUX JUGEMENTS	164
6.4.1.5	Autres participations	125	9.5	SEGMENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE	164
6.4.2	Activités Gaz	125	9.6	ANALYSE DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2009 ET 2008	165
6.4.2.1	Contexte réglementaire du marché européen du gaz naturel	126	9.6.1	Chiffre d'affaires	166
6.4.2.2	Orientation du groupe EDF dans le domaine du gaz naturel	126	9.6.2	Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	167
6.4.2.3	La sécurisation des approvisionnements gaziers	126	9.6.2.1	Achats de combustibles et d'énergie	167
6.4.3	Politique de Développement Durable & Service public	127	9.6.2.2	Autres consommations externes	168
6.4.3.1	Éthique et Gouvernance : l'engagement de Développement Durable d'EDF	127	9.6.2.3	Charges de personnel	168
6.4.3.2	La politique environnementale	128	9.6.2.4	Impôts et taxes	168
6.4.3.3	La politique sociétale	131	9.6.2.5	Autres produits et charges opérationnels	168
6.4.3.4	Service public en France	132	9.6.3	Résultat d'Exploitation	168
6.5	ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE	133	9.6.3.1	Provisions pour pertes de valeur	169
6.5.1	Législation relative au marché de l'électricité	133	9.6.3.2	Autres produits et charges d'exploitation	169
6.5.1.1	Législation européenne	133	9.6.4	Résultat financier	169
6.5.1.2	Législation française	134	9.6.5	Impôts sur les résultats	169
6.5.2	Législation relative au marché du gaz	137	9.6.6	Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence	169
6.5.2.1	Législation communautaire	137	9.6.7	Résultat net part des minoritaires	169
6.5.2.2	Législation française	137	9.6.8	Résultat net part du Groupe	169
6.5.3	Les concessions de distribution publique d'électricité	138	9.6.9	Résultat net courant	169
6.5.4	Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité	139	9.6.10	Endettement financier net	169
6.5.4.1	Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement	139	9.7	ANALYSE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE DU RÉSULTAT D'EXPLOITATION	170
6.5.4.2	Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires	139	9.7.1	France	171
6.5.4.3	Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe	142	9.7.1.1	Ventilation de l'information financière du segment « France »	171
6.5.4.4	Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité	143	9.7.1.2	Ouverture du marché	171
6.5.4.5	Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF	145	9.7.1.3	Équilibre offre-demande	171
			9.7.1.4	Chiffre d'affaires	171
			9.7.1.5	EBE	171
			9.7.1.6	Ventilation de l'information financière du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires	172
7. Organigramme		148	9.7.2	Royaume-Uni	173
8. Propriétés immobilières, usines et équipements		151	9.7.2.1	Chiffre d'affaires	173
8.1	ACTIFS IMMOBILIERS TERTIAIRES	151	9.7.2.2	EBE	173
8.2	PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION (« PEEC »)	151	9.7.2.3	Résultat d'exploitation	173
8.3	PRÊTS D'ACCESSION À LA PROPRIÉTÉ	151	9.7.3	Allemagne	174
9. Examen de la situation financière et du résultat		152	9.7.3.1	Chiffre d'affaires	174
9.1	CHIFFRES CLÉS	154	9.7.3.2	EBE	174
9.2	ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE ET ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'EXERCICE	155	9.7.3.3	Résultat d'exploitation	174
9.2.1	Éléments de conjoncture	155	9.7.4	Italie	174
9.2.1.1	Évolution du PIB	155	9.7.4.1	Chiffre d'affaires	174
9.2.1.2	Évolution des prix de marchés de l'électricité et des principales sources d'énergie	155	9.7.4.2	EBE	174
9.2.1.3	Consommation d'électricité	158	9.7.4.3	Résultat d'exploitation	175
9.2.1.4	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	158	9.7.5	Autre International	175
9.2.1.5	Conditions climatiques	158	9.7.5.1	Chiffre d'affaires	175
9.2.2	Événements marquants	159	9.7.5.2	EBE	175
9.2.2.1	Développements stratégiques	159	9.7.5.3	Résultat d'exploitation	175
9.2.2.2	Activités en France	161	9.7.6	Autres activités	175
9.2.2.3	Environnement réglementaire (France)	162	9.7.6.1	Chiffre d'affaires	176
9.2.2.4	Gouvernance	162	9.7.6.2	EBE	176
9.2.2.5	Ressources humaines	163	9.7.6.3	Résultat d'exploitation	176
9.2.2.6	Financement du Groupe	163	9.8	FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET	176
			9.8.1	Flux de trésorerie	176
			9.8.1.1	Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	177
			9.8.1.2	Flux de trésorerie nets générés par les activités d'investissement	178

9.8.1.3	Flux de trésorerie nets générés par les activités de financement	179	15.5	CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES	216
9.8.2	Endettement financier net	179	15.5.1	Informations relatives aux conventions réglementées	216
9.9	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	181	15.5.2	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009	216
9.9.1	Gestion et contrôle des risques financiers	181	16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	218	
9.9.1.1	Position de liquidité et gestion du risque de liquidité	181	16.1	ATTRIBUTIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	218
9.9.1.2	Notation financière	183	16.2	ACTIVITÉ DU CONSEIL D'ADMINISTRATION AU COURS DE L'EXERCICE 2009	219
9.9.1.3	Gestion du risque de change	184	16.3	ÉVALUATION DU FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	219
9.9.1.4	Gestion du risque de taux d'intérêt	185	16.4	COMITÉS SPÉCIALISÉS AU SEIN DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	220
9.9.1.5	Gestion du risque actions	186	16.4.1	Comité d'audit	220
9.9.1.6	Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF	187	16.4.2	Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)	220
9.9.1.7	Gestion du risque de contrepartie/crédit	189	16.4.3	Comité de la stratégie	221
9.9.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	190	16.4.4	Comité d'éthique	221
9.9.2.1	Cadre de la gestion et du contrôle des risques marchés énergies	190	16.4.5	Comité des nominations et des rémunérations	221
9.9.2.2	Organisation du contrôle	190	16.4.6	Information et formation des administrateurs	222
9.9.2.3	Principes opérationnels de gestion et de contrôle des risques marchés énergies	190	16.4.7	Code de gouvernement d'entreprise	222
9.9.3	Gestion des risques assurables	191	16.5	DÉMARCHE ÉTHIQUE	222
9.10	PROVISIONS	192	16.6	CHARTRE DE DÉONTOLOGIE BOURSIÈRE	222
9.11	ENGAGEMENTS HORS BILAN (ENGAGEMENTS DONNÉS)	193	16.7	CONTRÔLE INTERNE	223
10. Trésorerie et capitaux	194		16.7.1	Rapport du Président du conseil d'administration	223
11. Recherche et Développement, Brevets et Licences	195		16.7.2	Rapport des Commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	223
11.1	CHIFFRES CLÉS	195	16.8	CONFORMITÉ AU RÉGIME DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE EN VIGUEUR EN FRANCE	223
11.2	R & D, UN ACTIF POUR LE GROUPE	195	17. Salariés/Ressources humaines	224	
11.3	POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE	197	17.1	DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES	224
12. Informations sur les tendances	198		17.1.1	Effectifs du Groupe	224
12.1	L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : PROGRAMME « EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE »	198	17.1.2	Politique de formation et de mobilité	226
12.2	ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN JANVIER – FÉVRIER 2010	198	17.2	ÉGALITÉ DES CHANCES	227
13. Perspectives financières	199		17.3	SANTÉ ET SÉCURITÉ – QUALITÉ DE VIE AU TRAVAIL	228
14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	200		17.4	SOUS-TRAITANCE	229
14.1	CONSEIL D'ADMINISTRATION	200	17.5	POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION GLOBALE	229
14.1.1	Composition du conseil d'administration	200	17.5.1	Politique salariale	229
14.1.2	Renseignements personnels relatifs aux membres du conseil d'administration	201	17.5.2	Intéressement	229
14.2	DIRECTION GÉNÉRALE	207	17.5.3	Plan d'épargne Groupe	229
14.2.1	Cumul des fonctions de Président du conseil d'administration et de Directeur Général	207	17.5.4	Plan d'épargne pour la retraite collectif (Perco)	230
14.2.2	Attributions du Président Directeur Général	207	17.5.5	Participation des salariés aux résultats	230
14.2.3	Comité exécutif	207	17.5.6	Compte-épargne temps (CET)	230
14.2.4	Panel développement durable, Conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical	210	17.5.7	Actionnariat salarié	230
14.3	ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX, DE CONDAMNATION ET DE CONFLITS D'INTÉRÊTS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE	211	17.5.8	Options de souscription et/ou d'achat d'actions	230
14.3.1	Absence de liens familiaux entre les membres des organes d'administration, de direction et de Direction Générale	211	17.5.9	Actions gratuites	230
14.3.2	Absence de condamnation pour fraude des membres du conseil d'administration	211	17.6	POLITIQUE SOCIALE	231
14.3.3	Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de la Direction Générale	211	17.6.1	Le statut du personnel des Industries Électriques et Gazières	231
15. Rémunération et avantages	212		17.6.2	Dialogue social et représentation du personnel	231
15.1	RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX	212	17.6.2.1	Le dialogue social en France	231
15.2	SOMMES PROVISIONNÉES POUR PENSIONS, RETRAITES OU AUTRES AVANTAGES	215	17.6.2.2	La représentation du personnel en France	232
15.3	PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX DANS LE CAPITAL	215	17.6.2.3	Dialogue social et représentation du personnel du Groupe	232
15.4	OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET/OU D'ACHAT D' ACTIONS	216	17.6.3	Régime spécial de retraite	233
			17.6.4	Régime complémentaire maladie des IEG	234
			18. Principaux actionnaires	235	
			18.1	RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE	235
			18.2	MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ	236
			18.3	ACCORD DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE	237

19. Opérations avec des apparentés	238
19.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT	238
19.2 RELATIONS AVEC GDF SUEZ	239
19.3 RELATIONS AVEC LE GROUPE AREVA	239
19.4 RELATIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION ...	239
20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	240
20.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES	240
20.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2009	369
20.3 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	371
20.4 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	372
20.4.1 <i>Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices</i>	372
20.4.2 <i>Politique de distribution</i>	372
20.4.3 <i>Délai de prescription</i>	372
20.5 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET ARBITRAGES	373
20.5.1 <i>Procédures concernant EDF</i>	373
20.5.2 <i>Procédures concernant les filiales d'EDF</i>	377
20.5.3 <i>Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2009</i>	380
20.6 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	380
21. Informations complémentaires	381
21.1 RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ	381
21.1.1 <i>Montant du capital social émis à la date de dépôt du présent Document de Référence</i>	381
21.1.2 <i>Autodétention et autocontrôle</i>	381
21.1.3 <i>Titres non représentatifs du capital</i>	383
21.1.4 <i>Autres titres donnant accès au capital</i>	383
21.1.5 <i>Capital autorisé mais non émis</i>	383
21.1.6 <i>Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel</i>	384
21.1.7 <i>Pacte d'actionnaires</i>	384
21.1.8 <i>Nantissement des titres de la Société</i>	384
21.1.9 <i>Évolution du capital social</i>	384
21.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS	384
21.2.1 <i>Objet social</i>	384
21.2.2 <i>Exercice social</i>	385
21.2.3 <i>Organes de gestion</i>	385
21.2.4 <i>Droits attachés aux actions</i>	385
21.2.5 <i>Cession et transmission des actions</i>	386
21.2.6 <i>Assemblées générales</i>	386
21.2.6.1 <i>Convocations, conditions d'admission, exercice du droit de vote</i>	386
21.2.6.2 <i>Droits de vote double</i>	386
21.2.6.3 <i>Limitation des droits de vote</i>	386
21.2.7 <i>Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société</i>	387
21.2.8 <i>Obligations en matière de modifications du capital</i>	387
22. Contrats importants	388
23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts	389
24. Documents accessibles au public	390
24.1 CONSULTATION DES DOCUMENTS JURIDIQUES	390
24.2 RESPONSABLE DE L'INFORMATION	390
25. Informations sur les participations	391

Glossaire	392
------------------------	------------

Annexe A Rapport 2009 du Président du conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	398
--	------------

Annexe B Rapport des Commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce	418
--	------------

Annexe C Informations rendues publiques par le groupe EDF durant les douze derniers mois (document annuel établi en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers)	422
--	------------

Annexe D Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes	428
--	------------

Annexe E Table de concordance – Rapport financier annuel	494
---	------------

Annexe F Résolutions soumises à l'assemblée générale mixte du 18 mai 2010	498
--	------------

Dans le présent Document de Référence (le « Document de Référence »), sauf indication contraire, les termes « **Société** » et « **EDF** » renvoient à EDF SA maison mère et les termes « **groupe EDF** » et « **Groupe** » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent Document de Référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits à la section 4.2 (« **Facteurs de risque** »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation ou les résultats financiers du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent Document de Référence contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Document de Référence et les déclarations ou informations figurant dans le présent Document de Référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Document de Référence, notamment dans la section 6.1 (« **Stratégie** »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 4.2 (« **Facteurs de risque** »).

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent Document de Référence a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent Document de Référence, avant ses annexes.

Personnes responsables

1

1.1 Responsable du Document de Référence	8
1.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le Rapport financier annuel	8

1.1

Responsable du Document de Référence

Henri PROGLIO
Président Directeur Général d'EDF

1.2

Attestation du responsable du Document de Référence contenant le Rapport financier annuel

« J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009, préparés conformément au référentiel IAS-IFRS, tel qu'adopté par l'Union européenne, et inclus dans le Document de Référence à la section 20.1 (« Informations financières historiques »), ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant à la section 20.2 (« Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009 ») du présent Document de Référence.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009, attirent l'attention du lecteur sur les changements de

méthodes comptables exposés dans les notes 1.2, 2 et 8, ainsi que sur les points suivants (comme dans leurs rapports sur les comptes consolidés des exercices 2007 et 2008) :

- 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. »

Henri PROGLIO
Président Directeur Général d'EDF

Contrôleurs légaux des comptes

2

2.1 Commissaires aux comptes titulaires	9
2.2 Commissaires aux comptes suppléants	9

2.1

Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte et Associés,
185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par
Monsieur Alain Pons et Monsieur Tristan Guerlain.

KPMG SA,
Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris-La-Défense Cedex,
représenté par Monsieur Jean-Luc Decornoy et Monsieur Michel Piette.

Nommés par délibération de l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Les Commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent Document de Référence.

2.2

Commissaires aux comptes suppléants

BEAS,
7-9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine.

SCP Jean-Claude André,
2 bis, rue de Villiers, 92300 Levallois-Perret.

Nommés par délibération de l'assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Informations financières sélectionnées

3

Préambule

En application du règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 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).

Informations financières clés

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous sont extraites des comptes consolidés du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 qui ont été audités par les Commissaires aux comptes d'EDF.

Les informations financières sélectionnées ci-après doivent être lues conjointement avec (i) les comptes consolidés figurant à la section 20.1 (« Informations financières historiques ») du présent Document de Référence et (ii) l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe figurant au chapitre 9 du présent Document de Référence.

Extraits des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	66 336	63 847
Excédent brut d'exploitation (EBE)	17 466	14 240
Résultat d'exploitation	10 107	7 910
Résultat avant impôts des sociétés intégrées ⁽³⁾	5 582	4 860
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 905	3 484

(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 LLC (« CENG ») à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPE à compter du 26 novembre 2009.

(3) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net du groupe EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31.12.2009 ⁽²⁾	31.12.2008 ⁽¹⁾
Actif non courant	180 435	141 336
Actif courant	60 214	59 154
Actifs détenus en vue de la vente	1 265	2
TOTAL DE L'ACTIF	241 914	200 492
Capitaux propres — part du Groupe	27 952	23 197
Intérêts minoritaires	4 773	1 801
Provisions non courantes	52 134	43 415
Autres passifs non courants	98 016	73 862
Passif courant	58 628	58 217
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	411	0
TOTAL 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 » 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 CENG à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPE à compter du 26 novembre 2009.



Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	12 374	7 572
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(24 944)	(16 665)
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)

(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 CENG à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPÉ à compter du 26 novembre 2009.

Informations relatives à l'endettement financier

(en millions d'euros)	31.12.2009	31.12.2008
Emprunts et dettes financières	53 868	37 451
Dérivés de couvertures des dettes	373	(381)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 982)	(5 869)
Actifs liquides	(4 735)	(6 725)
Dettes financières nettes des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	(28)	0
ENDETTEMENT FINANCIER NET	42 496	24 476



Facteurs de risque

4

4.1	Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF	12
4.1.1	<i>Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe</i>	12
4.1.1.1	Principes de gestion et de contrôle des risques	12
4.1.1.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	13
4.1.1.3	Gestion et contrôle des risques marchés financiers	14
4.1.2	<i>Gestion des risques industriels et environnementaux</i>	15
4.1.2.1	Gestion du risque sûreté nucléaire	15
4.1.2.2	Gestion du risque de sûreté hydraulique	16
4.1.2.3	Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe	16
4.1.2.4	Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe	16
4.1.3	<i>Assurances</i>	17
4.1.3.1	Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)	17
4.1.3.2	Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux	17
4.1.3.3	Assurance dommages (hors biens nucléaires)	17
4.1.3.4	Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires	18
4.1.4	<i>Gestion des crises</i>	18
4.2	Facteurs de risque	19
4.2.1	<i>Risques liés aux marchés européens de l'énergie</i>	19
4.2.2	<i>Risques liés aux activités du Groupe</i>	20
4.2.3	<i>Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe</i>	25
4.2.4	<i>Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe</i>	29
4.2.5	<i>Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions</i>	33
4.3	Facteurs de dépendance	33

4.1

Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF

4.1.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe

Le groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel (voir « Rapport du Président du conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne » reproduit en Annexe A au présent Document de Référence).

Face à un contexte évolutif, le Groupe a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »).

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :

- permettre l'identification et la hiérarchisation des risques dans tous les domaines en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, sous la responsabilité du management opérationnel ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- répondre aux attentes et informer les parties prenantes externes sur les risques du Groupe et sur le processus de management de ces risques.

4.1.1.1 PRINCIPES DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES

D'une façon générale, la gestion des risques est placée sous la responsabilité des entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées (filiales dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel du fait de règles d'indépendance de gestion : RTE-EDF Transport et ERDF) ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

Selon ces principes, chaque semestre, EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour les entités dont elle assure le contrôle opérationnel ou sous contrôle conjoint (à l'exception de Dalkia International), sur la base des déclarations de ces dernières. La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le Comité exécutif et d'une présentation au Comité d'audit du conseil d'administration de la Société (voir section 14.2.3 (« Comité exécutif »)).

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus mis en œuvre par le Groupe : notamment l'élaboration du programme d'audit, la politique « Assurances » et sa mise en œuvre (voir section 4.1.3 (« Assurances »)), la politique de gestion de crise, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels du Groupe (Comité exécutif, Comité des Engagements et des Participations, Comité des Engagements Combustibles, Comité Amont-Aval Trading, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements long terme en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés aux Comités des Engagements.

RTE-EDF TRANSPORT

Concernant RTE-EDF Transport, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de management concernés :

- au niveau national, le Comité exécutif de RTE-EDF Transport valide semestriellement la cartographie de ses risques majeurs, qui est ensuite présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit du conseil de surveillance de RTE-EDF Transport. Le Comité exécutif fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. Le Département Audit Risques de RTE-EDF Transport réalise les audits nationaux commandités par le Président du Directoire, à qui il rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau local, chaque unité et entité fonctionnelle de RTE-EDF Transport a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités, de leur maîtrise par des audits appropriés, et du *reporting* au niveau national.

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE – ERDF

ERDF identifie et gère ses risques suivant la méthodologie du Groupe. Le contrôle des risques est réalisé en application des principes de contrôle du Groupe et est assuré par une filière indépendante des entités opérationnelles d'ERDF, pour vérifier, avec une assurance raisonnable, la maîtrise des activités :

- une cartographie des risques majeurs au périmètre d'ERDF est mise à jour chaque semestre. Après validation par le Directoire d'ERDF, elle est présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit d'ERDF et au conseil de surveillance. Pour chaque risque majeur identifié, un responsable (membre du Comité exécutif d'ERDF) est désigné et un coordinateur national est chargé de mettre en œuvre les plans d'actions de couverture des risques associés. Un programme annuel d'audits nationaux commandités par le Comité exécutif d'ERDF construit à partir de l'analyse des risques et conduit par la Direction de l'Audit – Contrôle Interne – Risques d'ERDF complète le dispositif de contrôle ;
- chaque Direction opérationnelle en Région et chaque Direction fonctionnelle métier a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités. Pour ce faire, elle conduit en amont une analyse de risques, selon la méthodologie transverse au sein d'ERDF. Les plans de contrôle interne font l'objet d'un *reporting* et d'une consolidation au niveau national.

L'état d'avancement du programme d'audit, du contrôle interne et l'efficacité des actions d'amélioration menées font également l'objet d'une vali-

ation par le Directoire et d'une présentation semestrielle en Comité de Supervision Économique et d'Audit.

4.1.1.2 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

Le facteur de risque relatif aux marchés de gros de l'énergie et de permis d'émission de CO₂ figure à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

4.1.1.2.1 CADRE DE GESTION DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

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

En conséquence, une politique « Risques marchés énergies » (portant à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de CO₂) est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel (voir section 9.9.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

Concernant Edison, EnBW et Constellation Energy Nuclear Group LLC (« CENG »), entités co-contrôlées, leur politique « Risques marchés énergies » est revue dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

La politique « Risques marchés énergies » du Groupe vise à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part, des gestionnaires d'actifs de production et d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion de risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés à un risque, non couvrable sur les marchés, compte tenu de différents facteurs tels que le manque de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes, etc. Cela pourrait impacter significativement les résultats financiers du Groupe.

Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe. À ce titre, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies font l'objet d'indicateurs de pilotage, de limites et de scénarios de sensibilité des positions, permettant d'assurer la maîtrise de ces risques (voir section 9.9.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

4.1.1.2.2 ORGANISATION DU CONTRÔLE

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



Facteurs de risque

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, formalisée par des mandats de gestion de risques fixant notamment des limites de risques. Ces mandats permettent au Comité exécutif de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans) ;
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la direction du Groupe.

Concernant les entités co-contrôlées, le processus de contrôle est revu dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

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

4.1.1.3 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS FINANCIERS

4.1.1.3.1 CADRE DE GESTION DES RISQUES FINANCIERS

EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 9.9.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers »)) qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change, de taux d'intérêt et de contrepartie), et applicable à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement. Le Groupe est exposé au risque actions au travers de titres détenus dans le cadre de la gestion de ses actifs de trésorerie, au travers des actifs dédiés à la couverture des provisions long terme de déconstruction des centrales nucléaires pour laquelle un cadre de gestion *ad hoc* s'applique, au travers des fonds externalisés au titre des retraites, et au travers de titres de participations directes. Les principes énoncés font l'objet d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec notamment un objectif de limitation de la volatilité des charges financières du Groupe.

Chaque évolution du cadre de gestion financière doit être soumise pour validation au Comité d'Audit et au conseil d'administration d'EDF.

EDF a également mis en place, d'une part, des scénarios de sensibilité des positions en conditions limites qui permettent de surveiller son exposition aux risques « Atypiques » de décalage de marché important et, d'autre part, des *stop-loss* qui arrêtent le seuil de perte à partir duquel une position doit être clôturée.

4.1.1.3.2 ORGANISATION DU CONTRÔLE

Le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du cadre de gestion financière. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur EDF et les entités dont elle assure le contrôle opérationnel ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe. Le DCRF est rattaché à la Direction Contrôle des Risques Groupe afin de garantir l'indépendance entre la structure de contrôle de ces risques et les activités de gestion des risques qui font l'objet de ce contrôle.

Concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF, des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risque sont communiqués par le DCRF au Directeur Trésorier du Groupe, au chef de la salle des marchés et au responsable du DCRF. Ces mêmes acteurs sont immédiatement informés pour action en cas de dépassement de limites. Un point hebdomadaire est fait par le DCRF au Comité de Coordination Opérationnelle de la Direction Corporate Finance et Trésorerie (DCFT) de la Direction Financière. Le Comité Stratégique de la DCFT vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques nécessaires.

De plus, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles. Le dispositif de contrôle interne recouvre deux niveaux de contrôle :

- le contrôle interne exercé à la maille de la DCFT : l'animateur de contrôle interne est le responsable du Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF »). Une équipe dédiée est en charge d'élaborer et de réaliser un plan de contrôle interne annuel. Ce plan intègre plusieurs missions vérifiant l'application des procédures de contrôle et le respect des cadres de travail par la salle des marchés ;
- le contrôle exercé par la Direction de l'Audit Groupe qui programme annuellement des audits sur les activités liées aux marchés financiers et au contrôle des risques financiers.

Par ailleurs, EDF peut mandater, si nécessaire, des cabinets externes pour auditer les procédures de contrôle des risques financiers.

4.1.1.3.3 RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le groupe EDF vise à disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement futur, les dotations annuelles au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme et également pour faire face à tout événement exceptionnel. La gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés à la section 9.9.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité »).

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des scénarios de stress. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité.

Dans le contexte actuel de crise financière, EDF a renforcé le suivi et le contrôle du risque de liquidité lié aux appels de marge sur les marchés financiers et énergies. Des indicateurs de risque ont notamment été mis en place. De plus, un Comité de Pilotage assure le suivi des besoins de liquidité associé aux activités marchés énergies et décide le cas échéant, des mesures correctives à mettre en œuvre.

4.1.1.3.4 RISQUE DE CHANGE

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

De manière générale, les flux de trésorerie d'exploitation de la maison mère et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles, principalement libellés en dollars, et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant.

Ces éléments sont exposés à la section 9.9.1.3 (« Gestion du risque de change »).

4.1.1.3.5 RISQUE ACTIONS

EDF est exposé au risque sur actions principalement sur les titres détenus (i) dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, (ii) dans le cadre de ses actifs de trésorerie, (iii) dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et (iv) en participation directe.

Ce risque est exposé aux sections 9.9.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.9.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

4.1.1.3.6 RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

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

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe, dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou d'augmentation des charges financières.

Ces éléments sont exposés à la section 9.9.1.4 (« Gestion du risque de taux d'intérêt »).

4.1.1.3.7 RISQUE DE CONTREPARTIE

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles. Ces pertes peuvent être de natures diverses : la faillite d'une des contreparties peut conduire le Groupe à constater des factures impayées (risque de règlement), à perdre des contrats dégageant des bénéfices (coût d'opportunité), à subir un surcoût pour remplacer les contrats non honorés (coût de remplacement), à devoir payer des pénalités à des tiers si la défaillance d'une des contreparties entraînait par ricochet l'incapacité du Groupe à honorer ses propres obligations, etc.

Les entités du Groupe ayant une activité importante sur les marchés énergies ou financiers (EDF, EDF Energy, EDF Trading, EnBW, Edison) ont mis en place une méthodologie d'attribution de limites pour chaque contrepartie selon plusieurs critères (notations des agences de *rating*, endettement, capacité d'autofinancement, actifs, fonds propres) et en tenant compte de l'échéance et de la nature des transactions. Par ailleurs, conformément à la pratique sur les marchés énergétiques et financiers un mécanisme d'appels de marge a été mis en place par quelques entités du Groupe afin de réduire, voire, dans la mesure du possible, d'éliminer le risque de contrepartie. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité et le Groupe s'organise pour assurer une veille active sur ses contreparties majeures pour produire et tenir à jour l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie et se doter des règles et procédures de gestion des expositions consolidées au risque de contrepartie. Les filiales RTE-EDF Transport et ERDF, qui interviennent également sur les marchés énergies au titre des achats de pertes, appliquent également les principes de suivi régulier de leurs contreparties et d'attribution de limites pour chaque contrepartie en fonction de critères définis.

Le cadre de gestion du risque de contrepartie du Groupe, validé par le conseil d'administration, est applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel. Ce cadre prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. Trois grands principes sont au cœur de ce cadre : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des

risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. Il prévoit également une limite pour le Groupe qui s'appliquera à chaque contrepartie. En complément de cette limite par contrepartie au niveau du Groupe, il a été instauré en 2007 une limite supplémentaire par contrepartie, applicable au niveau de chaque entité d'EDF ou filiale du Groupe contrôlée de façon opérationnelle.

4.1.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.1.2.1 GESTION DU RISQUE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire (de la conception à l'exploitation, jusqu'à la déconstruction). Les moyens mis en œuvre dans le cadre du dispositif de sûreté nucléaire ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. L'ensemble de la démarche sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles permanents internes et externes (voir ci-dessous et section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

La réalisation du parc nucléaire français a conduit à la mise en place d'une démarche de sûreté qui prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes et externes. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, recherche et développement (« R&D »)), permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation des matériels de manière continue, une réévaluation régulière des marges de sûreté, une veille technologique et la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, *process* et organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire d'EDF font l'objet de multiples contrôles internes (notamment assurés par l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, directement rattaché au Président Directeur Général d'EDF) mais aussi externes, notamment assurés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), dont le statut a été transformé le 13 juin 2006 par la loi n° 2006-686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire afin de lui conférer celui d'autorité administrative indépendante. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en assure le contrôle. L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français. Dix environ sont d'une ampleur nationale. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »).



4.1.2.2 GESTION DU RISQUE DE SÛRETÉ HYDRAULIQUE

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En vertu des contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. En tant qu'exploitant, il est responsable de leur niveau de sûreté.

Les principaux risques liés à ces ouvrages ou à leur exploitation sont le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue et les risques liés aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements.

Les trois activités stratégiques en matière de gestion de la sûreté hydraulique sont la surveillance des barrages et des ouvrages associés, la gestion des ouvrages en période de crue, et la maîtrise des variations de débit (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Pour améliorer encore la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France et dans les DOM, une démarche de mise sous assurance qualité de ces trois activités qui a abouti fin 2003 à leur certification ISO 9001 dans chacun des Groupes d'Exploitation Hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. Elles ont depuis lors été renouvelées par les organismes de certification. Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuillères en Dordogne, etc.), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme 2007-2011 de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages pour un montant global de l'ordre de 560 millions d'euros afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique (« SuperHydro ») d'une durée de 5 ans est en cours. Le programme a démarré en 2007 et son avancement est conforme aux prévisions (voir section 6.2.1.1.4.3 (« La performance du parc de production hydraulique »)), et entraîne transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus conséquentes que celles enregistrées précédemment.

Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées depuis une dizaine d'années, sont renouvelées chaque année. La rupture d'un barrage de retenue ou d'un ouvrage associé pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DREAL (Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en œuvre sous l'autorité du préfet, dans le cadre de la loi sur les risques majeurs.

À ce titre, EDF a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.1.2.3 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX INSTALLATIONS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DU GROUPE

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes.

Par ailleurs, en France :

- vis-à-vis des tiers, des actions de communication ont lieu notamment avec des associations de pêcheurs et les syndicats agricoles pour rappeler les dangers de manipulation d'outils à proximité des lignes ;
- vis-à-vis des exploitants, les interventions sont soumises à des habilitations, lesquelles supposent, en amont, un contrôle de connaissances, complété de visites de chantiers réalisées par la hiérarchie et l'expert prévention de l'unité concernée.

À ce titre, EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.1.2.4 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX ACCIDENTS INDUSTRIELS OU AUX IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES DU GROUPE

Les activités du Groupe pourraient, en l'absence d'une gestion adéquate, être à l'origine d'accidents industriels ou d'importants impacts environnementaux et sanitaires.

Ces risques d'atteinte au milieu naturel ou à la santé des riverains, de son personnel et de ses sous-traitants sont encadrés par des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique. Les facteurs de risques correspondants figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-après.

La politique environnementale du Groupe intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que la lutte contre le changement climatique, les atteintes à la biodiversité, etc.

La mise en œuvre opérationnelle de cette politique s'appuie sur le déploiement d'un « Système de Management Environnemental » au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce Système de Management Environnemental permet de garantir un meilleur contrôle de la connaissance et de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système a été certifié ISO 14001 en avril 2002 (voir section 6.4.3 (« Politique de Développement Durable et Service public »)). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en œuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs, les tests de situations d'urgence et la gestion de la sécurité. À ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

Chaque année, des audits de suivi sont réalisés, par un organisme accrédité externe au groupe EDF, sur les entités formant le périmètre de certification. En 2008, l'audit de renouvellement a permis de confirmer, pour 3 ans, le certificat ISO 14001 pour le Système de Management Environnemental mis en œuvre par le Groupe.

4.1.3 Assurances

Pour limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

La politique d'assurances est conduite par la Division Assurances du Groupe qui a pour mission de proposer et d'optimiser continuellement la politique de gestion des risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs. Une fois la politique Groupe définie et validée par le conseil d'administration d'EDF, la Division Assurances du Groupe en organise la mise en œuvre au travers d'EDF Assurances, filiale de courtage d'assurances dédiée au groupe EDF, et auprès d'acteurs majeurs du marché de l'assurance et de la réassurance.

L'échange d'informations entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.1.1 (« Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe ») ci-dessus) et la Division Assurances du Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. À partir de cette vision partagée, le Groupe est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par la politique d'assurances du Groupe.

EDF a décidé de mettre en place des programmes d'assurances de Groupe largement étendus à ses filiales dont elle a le contrôle et ses filiales régulées de réseaux disposant d'une autonomie de gestion (RTE-EDF Transport et ERDF) afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion, et d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants. Pour le risque dommages, EDF participe, en tant que membre, à la mutuelle Oil Insurance Limited (« OIL ») pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées au sens US GAAP), notamment les centrales nucléaires (hors accident nucléaire), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux. OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture limitée des dommages matériels. Au-delà de ces couvertures de base, EDF a mis en place des compléments d'assurances couvrant EDF ainsi que de nombreuses filiales françaises et internationales.

EDF Assurances réalise régulièrement des visites de sites assurés en partenariat avec les directions opérationnelles d'EDF et de ses filiales contrôlées en France et à l'international et les principaux assureurs. Ces visites permettent d'identifier les risques éventuels liés à l'activité du Groupe et de les évaluer afin d'apprécier la constante adéquation des couvertures d'assurance avec ces risques.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève ainsi à 96,3 millions d'euros en 2009, dont 61,1 millions d'euros pris en charge par EDF.

EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la politique d'assurance Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature et les montants des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance

et de l'appréciation du conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

Les contrats d'assurances, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et/ou des sous-limites.

4.1.3.1 ASSURANCES RESPONSABILITÉ CIVILE (HORS RESPONSABILITÉ CIVILE NUCLÉAIRE)

PÉRIMÈTRE : EDF, RTE-EDF TRANSPORT, ERDF ET LES FILIALES CONTRÔLÉES D'EDF

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale la couvrant contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile (hors dommages nucléaires) pouvant lui incombent dans le cadre de ses activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à la rupture d'un barrage hydroélectrique, aux centrales thermiques à flamme, aux postes de transformation et aux autres ouvrages de réseaux, ainsi que ceux liés aux atteintes à l'environnement à la suite, par exemple, d'un rejet de substance solide, liquide ou gazeuse.

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe, y compris la participation de Wagram Insurance Company Ltd (société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF), n'excède pas 5 millions d'euros par incident, les filiales optant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

4.1.3.2 ASSURANCE RESPONSABILITÉ CIVILE DES MANDATAIRES SOCIAUX

PÉRIMÈTRE : LES DIRIGEANTS ET MANDATAIRES SOCIAUX D'EDF, DE RTE-EDF TRANSPORT, D'ERDF, ET DES FILIALES CONTRÔLÉES D'EDF

EDF a conclu un programme d'assurance « Responsabilité civile des mandataires sociaux » les couvrant contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

4.1.3.3 ASSURANCE DOMMAGES (HORS BIENS NUCLÉAIRES)

4.1.3.3.1 PROGRAMME DOMMAGES CONVENTIONNELS

PÉRIMÈTRE : EDF, ERDF, EDF energy, ainsi que de nombreuses autres filiales

Wagram Insurance Company Ltd., ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures « OIL », des extensions de couverture (couverture additionnelle des dommages aux biens pour porter la limite maximale à 1 milliard d'euros). Pour ce programme « Dommages conventionnels », la rétention du Groupe sur un sinistre (comprenant la franchise – variable selon les filiales – et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company Ltd.) n'excède pas 20 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, mais pas pour EDF, une couverture des « Pertes d'exploitation » en cas de dommage



matériel. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 4.1.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

Ce programme « Dommages » continuera d'être progressivement étendu aux autres filiales contrôlées par EDF.

RTE souscrit un programme « Dommages conventionnels » spécifique pour ses propres biens (postes de transformation, immeubles et locaux techniques).

4.1.3.3.2 COUVERTURE DES RISQUES « CONSTRUCTION »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier / tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, de turbine à combustion, etc.

4.1.3.3.3 COUVERTURE TEMPÊTES

Périmètre : réseau de distribution aérien d'ERDF et des Systèmes Énergétiques Insulaires

Les modalités de mise en place de couvertures dommages des réseaux aériens de distribution d'ERDF et des Systèmes Énergétiques Insulaires restent à l'étude.

4.1.3.4 ASSURANCE SPÉCIFIQUE AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

4.1.3.4.1 RESPONSABILITÉ CIVILE

Les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la Convention de Paris (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances auprès des AGF et de European Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI). Les montants couverts par ces polices correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire, qu'en cours de transport. Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, les contrats d'assurance souscrits par EDF pour couvrir le risque de responsabilité civile nucléaire ne prévoient aucune franchise. En revanche, la société Oceane Re (société de réassurance du Groupe) qui participe à ce risque via les contrats de réassurance émis au profit d'AGF et d'ELINI, conserve une exposition inférieure à 10 millions d'euros par sinistre.

Une assurance spécifique couvre la responsabilité civile nucléaire consécutive aux accidents en cours de transport. La limite de couverture dépend de la réglementation du ou des pays traversés à l'occasion du transport ; pour les accidents en cours de transport en France, le montant total couvert est de 23 millions d'euros.

À compter de la mise en application des dispositions de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)), EDF sera tenu d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation

(700 millions d'euros en ce qui concerne la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire). À cette fin, EDF recherchera dans ce nouveau cadre législatif les solutions de couverture possibles (*pools* nucléaires, mutuelles, etc.). Ces dispositions ne seront applicables qu'à la date d'entrée en vigueur des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles relatives à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et en matière de dommages nucléaires, lorsqu'au moins deux tiers des États les auront ratifiés.

British Energy exploite des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Dans ce pays, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français et British Energy est assurée auprès du *pool* d'assurance des risques nucléaires anglais (NRI – Nuclear Risk Insurers Limited) à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni, avec une extension de couverture pour les frais de gestion de sinistre à hauteur de 80 millions de livres sterling.

EnBW exploite des centrales nucléaires en Allemagne. Dans ce pays, la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est une responsabilité sans faute et illimitée. Dans le cadre de la loi sur le nucléaire, les exploitants de centrales nucléaires doivent mettre en place une garantie financière d'un montant de 2,5 milliards d'euros par incident. EnBW a ainsi souscrit une assurance de responsabilité civile nucléaire à hauteur de 255,6 millions d'euros et conclu avec les autres sociétés mères des exploitants allemands d'installations nucléaires (E.ON, RWE et Vattenfall Europe) un contrat de solidarité pour couvrir les 2 244,4 millions d'euros restants. Ce contrat stipule qu'en cas de sinistre, et une fois que l'exploitant nucléaire concerné et sa société mère allemande ont épuisé leurs propres capacités, les autres sociétés contribuent financièrement pour que l'exploitant puisse faire face à ses obligations.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous.

4.1.3.4.2 ASSURANCES DOMMAGES AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle « OIL », les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et de British Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant appel au *pool* anglais NRI, à des assureurs réassurés pour certains auprès du *pool* atomique français (Assuratome) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI), pour une capacité totale de 1 750 millions d'euros au-delà d'un montant de 270 millions de dollars.

EnBW dispose, avec des limites et franchises plus basses, d'une couverture comparable à celle d'EDF grâce à la mutuelle EMANI et au *pool* allemand.

4.1.4 Gestion des crises

Le groupe EDF dispose d'une politique de gestion des crises dont la mise en œuvre vise à lui permettre de gérer les situations dans lesquelles son patrimoine, ses activités, ses personnels ou son image sont menacés par un événement, prévu ou imprévu.

Dans ce cadre, le groupe EDF veille à disposer, en permanence, des moyens de répondre à la survenance d'une crise. Un dispositif d'alerte est mis en place pour informer immédiatement la Direction Générale de tout événement pouvant potentiellement justifier la décision d'un passage en situation de crise Groupe.

La mise en œuvre de l'organisation de crise s'appuie sur des plans de crise élaborés sous la responsabilité des directions ou des entités concernées, et spécifiques par type de crise (situation de déséquilibre production – consommation, incident sur les systèmes d'information, malveillance, crise sanitaire, incident technique sur une installation de production, crises sociales, etc.), dans le cadre de cohérence fixé par l'organisation de crise du Groupe.

Dans chaque entité, des actions de formation à la gestion de crise sont mises en place et les organisations sont testées dans le cadre d'exercices de crise. Un programme d'exercices de crise de niveau Groupe est établi chaque année et validé par la Direction Générale d'EDF (3 à 4 exercices de crise en moyenne par an impliquant la cellule de crise du Groupe), en complément des exercices de crise organisés par les entités (à titre d'exemple, près de 10 exercices par an pour le nucléaire).

4.2

Facteurs de risque

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe décrit ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité et/ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour pourraient avoir le même effet négatif.

En particulier, le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les risques juridiques découlant notamment du cadre réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont mentionnés en particulier dans les sections 4.2 (« Facteurs de risques ») et 4.3 (« Facteurs de dépendance ») ci-après. Les principaux litiges, procédures et arbitrages auxquels le Groupe est partie prenante sont décrits à la section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Les risques présentés ci-dessous concernent :

- les risques liés aux marchés européens de l'énergie ;
- les risques liés aux activités du Groupe ;
- les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe ;
- les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe ; et
- les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions.

4.2.1 Risques liés aux marchés européens de l'énergie

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de la fourniture d'électricité qui est son principal marché.

En France, depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont maintenant la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence choisir n'importe lequel de ses concurrents (voir section 6.2.1.2 (« Commercialisation »)). EDF a mis en œuvre des mesures visant à affronter la concurrence. Du fait de la modification du paysage concurrentiel (nouvelle réglementation, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, etc.), EDF peut être amené à perdre des parts de marché. Cette perte de parts de marché pourrait avoir, à consommation et prix constants, un impact

négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amené à augmenter ses dépenses de commercialisation ou à réduire ses marges (notamment en cas de concurrence par les prix), ce qui aurait un impact négatif sur sa profitabilité.

Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.).

Ainsi, dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit mener une stratégie de défense de ses parts de marché, comme en France. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution de cette concurrence, et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent du degré de déréglementation du pays concerné, mais aussi de nombreux autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

Le cadre réglementaire et juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie est récent. Ce cadre pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime réglementaire et juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre réglementaire et juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent et n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture des marchés. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être défavorables au Groupe. Par exemple, ces évolutions futures du cadre réglementaire et juridique, que ce soit en France ou à l'étranger, pourraient entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe ou modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer.



En particulier, au Royaume-Uni, le régime concernant l'accès des producteurs d'électricité au principal réseau britannique de transport et de transmission (GB Transmission System) est actuellement en cours de réexamen. Il ne peut être exclu que cela aboutisse à une réforme modifiant les bases actuelles de tarification et les modalités d'accès au réseau. Cela pourrait conduire à des coûts plus élevés pour les unités de production existantes et pourrait également impacter la rentabilité de toutes nouvelles centrales.

Risques liés au fait que le Groupe restera, sans doute pour les prochaines années, un acteur majeur du marché français de l'électricité.

En France, bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché, EDF restera sans doute, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture. Les activités de transport et de distribution (assurées par RTE-EDF Transport et par ERDF) doivent être menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non discriminatoire.

EDF entend continuer à se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination.

Cela étant, des concurrents ont engagé et pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles ; litiges qui pourraient être tranchés dans un sens contraire aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, indépendamment de toute action contentieuse à l'initiative de concurrents, les autorités compétentes pourraient prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré (voir en particulier les sections 6.5.1.1 (« Législation européenne » – « Enquêtes relatives au secteur de l'énergie ») et 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)).

En avril 2009, la « Commission Champsaur » a émis un certain nombre de propositions visant à favoriser un marché français de l'électricité plus concurrentiel, tant en amont qu'en aval (voir sections 6.2.1.2.1.2 (« La concurrence ») et 6.5.4.5.2 (« Réglementations futures en France »)). Une des propositions de la Commission Champsaur est « *d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national* ». Le Gouvernement a annoncé l'adoption d'ici la fin de l'année d'une loi visant à mettre en œuvre sur cette base une nouvelle organisation du marché de l'électricité en France, dont les dispositions précises ne sont pas connues à ce jour. Un projet de loi en ce sens a été transmis au Conseil d'État fin mars 2010.

Enfin, des États européens pourraient arguer que l'ouverture du marché français est insuffisante et mettre en œuvre des mesures visant à freiner le développement du Groupe dans leur propre pays.

Cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de vente et a procédé à la filialisation de ses activités de transport et de distribution, qui restent détenues à 100 % par le groupe. EDF pourrait être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions opérationnelles pouvant avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, qui constituent des éléments importants de la rentabilité des acti-

tivités de transport et de distribution en France. Parallèlement, EDF continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et de distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs de transport et de distribution.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis aux mêmes types de contraintes réglementaires.

4.2.2 Risques liés aux activités du Groupe

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations hydrauliques, bien qu'il n'en soit pas propriétaire mais concessionnaire, le Groupe est responsable en tant qu'exploitant de la sûreté de l'ensemble de ses ouvrages. Les principaux risques liés aux aménagements hydrauliques et à leur exploitation sont les suivants : le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue, le risque lié aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements. À ces risques s'ajoutent ceux liés à des agressions ou actes de malveillance de toute nature.

Le Groupe prend, lors de la construction des ouvrages hydroélectriques, et au cours de leur exploitation, les mesures nécessaires de prévention et de sécurité (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)) et ce avec la collaboration des pouvoirs publics. Toutefois, le Groupe ne peut pas garantir que de tels événements ne se produiront jamais ou que les mesures prises seront dans tous les cas pleinement efficaces, en particulier pour faire face à des événements externes (crues, imprudence ou actes de malveillance de tiers).

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité, peuvent être exposées, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, au risque d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met aussi en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avèreront suffisantes dans tous les cas.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base des expertises réalisées ces vingt dernières années, de nombreuses instances sanitaires internationales (dont l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS), le Centre International de Recherche sur le Cancer (CIRC), l'Académie des Sciences américaine, l'institut américain pour la santé et l'environnement (NIEHS), le Bureau National de Radioprotection anglais (NRPB)) considèrent, en l'état des connaissances scientifiques actuelles, que l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. Depuis 2002, le CIRC a classé les champs électromagnétiques basse fréquence au niveau 2B (cancérogène possible) sur son échelle de preuves scientifiques. D'autre part, l'OMS considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles.

Il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent, que la sensibilité du public à ce type de risques augmente ou que le principe de précaution soit appliqué de façon très large.

Au niveau communautaire comme au niveau français, de nouvelles réglementations visant notamment à appréhender les risques liés aux CEM sont en cours d'élaboration (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF »)).

Tout ceci pourrait exposer le groupe EDF à des risques de contentieux plus nombreux ou conduire à l'adoption de mesures de sécurité plus contraignantes pour l'exploitation ou la construction du réseau de transport et de distribution.

Enfin, plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité des installations qui dans le cadre de leur fonctionnement courant peuvent être, ou ont pu être, à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (par exemple, rejets insuffisamment contrôlés, fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, défaillance des installations de dépollution, micro-organismes pathogènes, amiante, polychlorobiphényles (« PCB »), etc.). En particulier, dans certaines installations, des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels que le gaz et le fioul), sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques, de telle sorte que des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants, et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Le Groupe met en œuvre, dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 4.1.2.4 (« Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe »)), toutes les mesures nécessaires à la fois de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe à la fois d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc.) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine appartenant à un tiers.

De manière générale, le Groupe ne peut garantir que les mesures prises pour le contrôle de ces risques s'avèreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus.

Un accident du type de ceux décrits dans les paragraphes aurait des conséquences graves sur les personnes, les biens et sur la continuité de l'exploitation. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer significativement insuffisantes. En outre, le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé.

Par ailleurs, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent potentiellement les mêmes risques.

En outre, les installations exploitées par le Groupe pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Des dispositifs de sécurité ont été prévus à la conception des ouvrages et des sites, et des dispositifs de protection ont été mis en place par EDF. De plus, des mesures de sécurité contre toute forme d'agression ont été mises en œuvre en collaboration avec les autorités publiques.

Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avèreront pleinement efficaces dans tous les cas, et notamment en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les réglementations européennes et nationales relatives à la protection des sites sensibles et des infrastructures critiques ne deviendront pas plus contraignantes, ce qui pourrait entraîner des investissements ou des coûts additionnels pour le Groupe.

Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir des conséquences similaires à celles de l'un des accidents décrits ci-dessus : (i) dommages aux personnes et aux biens, (ii) responsabilité du Groupe recherchée sur le fondement de mesures jugées insuffisantes, (iii) interruption de l'exploitation.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur l'image, les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont le niveau pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie importante des revenus d'EDF dépend de tarifs réglementés fixés par arrêté conjoint du Ministre de l'Économie et du Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition ou après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE ») (tarif intégré et TURPE – voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE » »)). Ce mode de fixation des tarifs avec intervention des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent, notamment le Royaume-Uni, l'Italie, l'Allemagne, la Chine, la Belgique, la Hongrie et la Slovaquie.

Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire bloquer les hausses de tarif, à qualité de service équivalente. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés (pour la France, voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») relative à la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie). Les dispositions de la loi du 7 décembre 2006 ont prévu notamment la mise en place d'un tarif réglementé jusqu'au 30 juin 2010, le Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM ») pour les clients finals qui en ont fait la demande écrite auprès de leur fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007 (voir section 6.2.1.2.1.5 (« Les contrats au TaRTAM »)).

Par ailleurs, la « Commission Champsaur » a émis en avril 2009 un certain nombre de propositions visant à favoriser un marché français de l'électricité plus concurrentiel, tant en amont qu'en aval (voir sections 6.2.1.2.1.2. (« La concurrence ») et 6.5.4.5.2 (« Réglementations futures en France »)). Dans le prolongement de ce rapport, le Gouvernement a entamé un travail de rédaction d'un projet de loi transmis au Conseil d'État fin mars, en vue d'une adoption définitive par le Parlement annoncée d'ici la fin de l'année 2010.

Le Groupe ne peut ni garantir que les dispositions légales et réglementaires relatives à l'application de ces dispositions permettant un retour à un tarif réglementé ne se prolongeront pas, ni qu'il n'y aura pas d'autres dispositifs tarifaires mis en place à leur échéance. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les tarifs réglementés seront toujours fixés à un niveau qui lui permette de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long terme et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de transport et de distribution.



EDF est chargé de certaines obligations, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus au titre de ces obligations, ou qui pourraient être remis en cause.

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les missions de service public devant être assurées par EDF et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)).

EDF ne peut assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ces missions de service public et la mise en place des tarifs réglementés permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus en raison de la prise en charge de ces missions et/ou de la mise en place de ces tarifs. EDF ne peut garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause ou que les mécanismes existants permettront de couvrir intégralement les éventuels surcoûts liés à la prise en charge par EDF d'obligations nouvelles dans le cadre de ces missions de service public.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et ses résultats financiers.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif ; par ailleurs, certaines activités font l'objet d'une fiscalité particulière.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe – production, transport, distribution – requièrent de nombreuses autorisations administratives, tant au niveau local que national, en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique et les conditions qui y sont attachées peuvent être modifiées et ne sont pas toujours prévisibles. Le groupe EDF pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple, coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations ou de nouvelles autorisations, pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la rentabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir investi des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité ou son développement.

Certaines activités du Groupe, par exemple la production nucléaire, thermique et hydraulique en France, sont soumises à une fiscalité particulière, qui pourrait s'alourdir. Cela aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport ou de distribution dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de service public.

Ainsi, en France, ERDF n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : elle les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions »)). Il résulte de la loi du 8 avril 1946 et de la loi du 10 février 2000 que seul EDF peut être désigné comme gestionnaire de leur réseau de distribution par les collectivités locales, à l'exception des réseaux exploités sous le régime des Entreprises Locales de Distribution (ELD). Ainsi, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ERDF ne peut pas être mise en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative, ou ne seront pas remises en cause par la Cour de justice des Communautés Européennes (devenue Cour de Justice de l'Union européenne depuis l'entrée en vigueur du Traité de Lisbonne le 1^{er} décembre 2009) ou considérées comme contraires au droit communautaire. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions »)).

En France, RTE-EDF Transport est à la fois propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le Ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) (voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE »)) et section 6.5.2.2 (« Législation française »)).

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État. Le renouvellement à l'échéance de chacune de ces concessions doit dorénavant faire l'objet d'une mise en concurrence (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). En outre, la loi sur l'eau votée le 30 décembre 2006 a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant lors du renouvellement et le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 précise les conditions de renouvellement de ces concessions. Dans l'hypothèse où une concession arrivée à terme ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état actuel de la réglementation, d'aucune indemnisation. La loi de finances rectificative pour 2006 prévoit néanmoins le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production pour peu que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

Par ailleurs, l'État a retenu le principe d'anticiper le terme de certaines concessions, afin d'opérer des regroupements par vallée. Les concessions dont le terme est anticipé par l'État doivent faire l'objet d'une indemnisation de la part de l'État, destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, qui résulte de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions. Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 d'août 2009 a prévu que le montant de cette redevance pourra être déplafonné au-delà de 25%, seuil fixé par la loi de finances rectificative pour 2006. Le projet de loi Grenelle 2, en cours de discussion, prévoit, à la date du présent Document de Référence, qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque mise en concurrence. En l'état du projet de loi, une partie du produit de cette redevance serait également affectée aux communes concernées.

Le groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut non plus garantir que l'indemnisation qui serait versée par l'État en cas de cessation anticipée de l'exploitation

d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future concernant le plafonnement des redevances n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe.

Cela pourrait avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe exerce ses activités également dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent (notamment Royaume-Uni, Allemagne, Italie).

En fonction du contexte propre à chaque pays, les concessions de transport, de distribution ou de production pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe – production, transport et distribution d'énergies – ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, et des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Un non-respect de ces réglementations pourrait impliquer des coûts supplémentaires et/ou exposer le Groupe à des contentieux significatifs.

La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables. La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée aussi en réparation de violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient alors pas partie du groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Par ailleurs, ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF »)), ce qui aurait un impact négatif sur les activités du Groupe et ses résultats financiers.

Les règles actuelles et leurs évolutions à venir ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux (notamment des dispositions qui pourraient être adoptées dans le cadre de la loi Grenelle 2), qui ne sont pas envisagées aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

En outre, la perception externe des parties prenantes de la politique du Groupe en matière de Développement Durable pourrait être altérée, ce qui pourrait se traduire par une dégradation de la notation extra-financière et de l'image du Groupe.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.

Ainsi que cela est indiqué à la section 6.3.1 (« Europe »), le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'insuffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents, notamment la capacité d'adapter rapidement l'offre à la demande (risque de *black-out*), et laisse subsister entre les différents pays des différences de prix qui seraient considérablement réduites dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficients car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière.

S'il existe actuellement plusieurs projets de développement d'interconnexions, leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, financières, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Au-delà, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourraient limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ou provoquer des coupures sur le réseau dans les pays où le Groupe est implanté, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats, ses activités et ses perspectives.

Des coupures de courant répétées et/ou d'ampleur significative du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe, pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats et l'image du Groupe.

Le Groupe pourrait être à l'origine de coupures de courant répétées, voire d'un *black-out* d'ampleur significative ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causés se produisait sur un autre réseau ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade (plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers), problèmes d'interconnexion aux frontières, investissements insuffisants, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe. Elles pourraient également avoir pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Enfin, elles auraient un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.

En France, les tempêtes de décembre 1999, la canicule de l'été 2003 et, plus récemment, la tempête Klaus qui a traversé le Sud-Ouest de la France le 24 janvier 2009, et la tempête Xynthia de fin février 2010, ont entraîné des dépenses supplémentaires pour le groupe EDF. Outre ces événements, d'autres catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), d'autres variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe.



Le groupe EDF, à partir du retour d'expérience de chacun de ces événements, met en œuvre les mesures qui ont pour objectif de permettre d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. Ainsi, à la suite des tempêtes de décembre 1999, le Groupe a engagé un programme de sécurisation de ses réseaux de transport et de distribution.

Une adaptation de ce programme est en cours suite au retour d'expérience réalisé au 1^{er} trimestre 2009, à la suite de la tempête du 24 janvier 2009. En réponse à la canicule de l'été 2003, EDF a élaboré un plan « Aléas climatiques » de façon à mieux anticiper et prévenir les conséquences de telles situations (tel que cela fut le cas pour la canicule de l'été 2006). Les mesures prises peuvent également être coûteuses au-delà des frais de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

Les réseaux de distribution aériens du Groupe, y compris ceux de RTE-EDF Transport, ne bénéficient d'aucune couverture « Dommages aux biens ». Le programme de couverture spécifique de son réseau de distribution aérien contre le risque tempêtes, mis en place par le Groupe après la tempête de décembre 1999 (voir section 4.1.3.3.3 (« Couverture tempêtes »)) a expiré en décembre 2008. Par conséquent, le Groupe envisage actuellement des mécanismes de couverture alternatifs. En raison de l'absence de couverture, des dommages à ces réseaux aériens pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Enfin, dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré, et testé, en 2006 un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés. En novembre 2008, ce plan a fait l'objet d'un deuxième exercice de crise avec la participation notamment de la Division Asie Pacifique d'EDF et d'EDF Energy. Les organisations telles que décrites dans le plan ont été activées entre mai 2009 et février 2010 pour faire face à l'épidémie H1N1 qui a touché la quasi-totalité des pays d'implantation du Groupe. Les dispositions prévues dans le plan Pandémie du Groupe, initialement définies dans le cadre d'une épidémie de type H5N1, ont été adaptées au contexte de l'épidémie H1N1.

Le Groupe ne peut toutefois garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement, dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible, n'aura pas des conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

Risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, la consommation d'électricité est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques : par exemple, une faible hydraulicité ou de fortes chaleurs contraignant la production du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande en électricité et peuvent être affectés négativement par des variations climatiques significatives car le Groupe pourrait alors devoir compenser la moindre disponibilité de moyens de production économiques par des moyens ayant un coût de production plus élevé, ou en étant contraint de recourir au marché de gros à des prix élevés.

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture.

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture dans les zones géographiques dans lesquelles le Groupe opère. Tout

ralentissement économique dans ces zones conduirait à une baisse de la consommation d'énergie, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande d'électricité et sur les autres services offerts par le Groupe, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, les résultats et les perspectives du Groupe, ainsi que sur la mise en œuvre de sa stratégie de développement.

Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique, tel que celui observé depuis octobre 2008, dans les zones géographiques où il opère n'auront pas un impact négatif significatif sur ses activités, son résultat d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix technologiques qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avèreraient plus efficaces, plus rentables ou encore plus sûres que celles utilisées par le Groupe. L'utilisation de telles technologies par les concurrents du Groupe pourrait avoir pour effet de diminuer ou éliminer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail ne peut être exclue.

Bien que le Groupe mette tout en œuvre pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut, par principe, être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe, et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, sûreté, radioprotection »).

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection décrites à la section 17.3 (« Santé et sécurité – Qualité de vie au travail »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie et des permis d'émission de CO₂.

Le Groupe opère sur les marchés dérégulés de l'énergie (principalement en Europe) à travers ses activités de production, de commercialisation et de distribution. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émissions de CO₂. Ces fluctuations sont particulièrement importantes dans le contexte actuel de tensions majeures et de volatilité sur les marchés de l'énergie.

Le Groupe gère son exposition aux risques principalement à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de produits ou de profondeur peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques dans le marché de l'énergie. Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations importantes et difficilement

prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité. Ces fluctuations peuvent avoir un impact défavorable important.

La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique « Risques marchés énergies » déployée par le Groupe (voir section 4.1.1.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociées sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Le Groupe est exposé aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles) qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

En cas de hausse importante et durable du prix des matières premières, le Groupe pourrait voir se renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques. Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre, si certains fournisseurs étaient, de ce fait, obligés de réduire leur marge. Certains matériels ou certaines prestations font par ailleurs l'objet d'une demande accrue qui pourrait avoir un impact sur leur disponibilité, notamment les matériels pour les centrales à cycle combiné à gaz, les turbines éoliennes et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

Le Groupe est exposé à des risques financiers.

De par ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques financiers :

- risque de liquidité ; le risque de liquidité a été particulièrement accentué dans le contexte actuel de tensions majeures affectant les marchés ; par ailleurs, conformément à la pratique sur les marchés organisés énergétiques et financiers un mécanisme d'appels de marge a été mis en place sur certaines opérations de gré à gré par quelques entités du Groupe afin de réduire voire, dans la mesure du possible, éliminer le risque de contrepartie. Ce dispositif pourrait amener le Groupe à devoir mobiliser des liquidités du fait de la forte volatilité actuelle sur les marchés financiers et énergies. Dans le contexte de crise financière, EDF a renforcé le suivi et le contrôle du risque de liquidité lié aux appels de marge sur les marchés financiers et énergies (voir section 4.1.1.3.3. (« Risque de liquidité »)) ;
- risque de change lié à la détention de filiales opérant dans des devises autres que l'euro ou aux approvisionnements en devises notamment de combustibles et de matériels (voir section 4.1.1.3.4. (« Risque de change »)) ;
- risque sur actions, notamment lié aux titres détenus dans le cadre de la gestion des actifs constitués pour couvrir les engagements à long terme du Groupe dans le cadre de son activité nucléaire et ses engagements en matière de retraites et autres avantages du personnel et, dans une moindre mesure, aux titres détenus en participation directe et dans le cadre de ses activités de gestion de trésorerie (voir section 4.1.1.3.5. (« Risque actions »)) ;
- risque de taux d'intérêt lié aux activités de financement et de gestion de trésorerie du Groupe et à la valeur des actifs et passifs financiers du Groupe ; le risque de taux d'intérêt est lié en particulier aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir section 4.1.1.3.6. (« Risque de taux d'intérêts »)) ;
- risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles ; les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie ont été renforcées depuis 2008 (voir section 4.1.1.3.7. (« Risque de contrepartie »)).

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 4.1.1.3 (« Gestion et contrôle des risques marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 9.9.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers »). Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuations importantes des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés d'actions comme celles enregistrées en 2008.

4.2.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial. L'électricité nucléaire représente environ 87 % de sa production en France. EDF a acquis en 2009 des actifs nucléaires au Royaume-Uni, et exploite des centrales nucléaires en Allemagne, au travers d'EnBW, et aux États-Unis, au travers de CENG : la part du nucléaire dans le mix électrique du groupe EDF représente ainsi un atout compétitif important. Le Groupe joue par ailleurs un rôle actif dans les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni, aux États-Unis, en Chine et potentiellement en Italie. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur l'image, les activités, la productivité, la situation financière et les résultats du Groupe, comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou de dysfonctionnements dans l'entreposage, la manutention, le transport, le traitement et le conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des centrales, voire l'interruption partielle ou totale de l'exploitation du parc de production du Groupe, et pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations de l'environnement, des personnes travaillant pour le Groupe et de la population, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités, la stratégie, les perspectives et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens d'installations nucléaires, et les assurances associées, sont décrits aux sections 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») et 4.1.3.4.1 (« Responsabilité civile »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. En cas d'évènement causant un dommage, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays où se produirait l'évènement, indépendamment de la cause de l'évènement causant un dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, actuellement en cours de rati-



fication, prévoient un relèvement de ces plafonds. Le Groupe ne peut pas garantir également que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou que leur coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui, ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par un programme d'assurance (voir section 4.1.3.4.2 (« Assurances dommages aux installations nucléaires »)).

Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Un accident nucléaire grave intervenant sur une installation n'appartenant pas au Groupe pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible sur une installation nucléaire n'appartenant pas au Groupe et pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les autorités compétentes de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire (et donc aussi suspendre ou annuler tout projet en cours de développement de centrales nucléaires), ou encore les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires. Il ne peut pas non plus être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en l'absence d'un accident.

Un tel accident pourrait aussi avoir pour effet, en cas de proximité avec une ou plusieurs installations du Groupe, de contaminer leur environnement et compromettre ainsi leur exploitation.

De tels événements auraient un impact négatif significatif sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations particulièrement détaillées et contraignantes, qui pourraient se durcir.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et contraignantes, avec, notamment en France, un régime de surveillance et de réexamen périodique des autorisations d'exploitation, qui relèvent au premier chef de la sûreté nucléaire, de la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi de considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir description du « Paquet nucléaire » et de la loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Par ailleurs, un durcissement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe.

De tels événements pourraient se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs au parc nucléaire du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre restreint d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre restreint d'acteurs et de personnes disposant des compétences et de l'expérience nécessaire.

Cette situation :

- réduit l'exercice de la concurrence sur les marchés où EDF est acheteur ;
- crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques.

Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe.

Le Groupe est exposé aux variations des conditions d'approvisionnement en uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France, depuis le 31 mars 2010 pour son parc nucléaire au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe AREVA, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 4.3 (« Facteurs de dépendance ») et 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Les prix et les volumes disponibles de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, accroissement de la demande dans un contexte de développement du nucléaire dans le monde, ou tension sur l'offre, par exemple liée à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium).

Aux États-Unis, CENG s'approvisionne auprès de plusieurs fournisseurs en uranium, en services de conversion, d'enrichissement et d'assemblage. Les contrats actuels auprès de ces fournisseurs permettent un approvisionnement en combustible et en services de conversion, d'enrichissement et d'assemblage pour les années à venir, pour les trois centrales de Calvert Cliffs, Nine Mile Point, et Ginna.

Le Groupe ne peut cependant garantir que ses contrats d'approvisionnement en uranium et de services de conversion et d'enrichissement, en France et à l'international, apporteront une protection complète contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Risques liés au transport du combustible nucléaire.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Ces contraintes pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe. Par ailleurs, divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations antinucléaires, par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de matières nucléaires) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même se trouver interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, le Groupe devrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou modifications lourdes et/ou coûteuses.

Le parc de centrales nucléaires actuellement exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Ceci représente pour le Groupe un avantage : cela lui permet de réaliser des économies d'échelle dans l'achat des équipements et l'ingénierie, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes, d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres.

Cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales. Le Groupe traite actuellement certains problèmes techniques affectant son parc de centrales nucléaires, qui ont un effet sur le coefficient de disponibilité (Kd) du parc (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Les performances d'exploitation du parc nucléaire »)). Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas à nouveau confronté à d'autres réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même qu'il survienne des événements pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

Le Groupe exploite également des centrales nucléaires ailleurs en Europe (notamment au Royaume-Uni et en Allemagne) et aux États-Unis. Il peut également être confronté à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur fonctionnement, leur production ou leur disponibilité.

Il ne peut être exclu également que, malgré la maintenance effectuée sur ses centrales par le Groupe, certaines d'entre elles ne puissent fonctionner à leur pleine puissance, compte tenu notamment du vieillissement de certains matériels.

De tels événements auraient un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

Le Groupe pourrait ne pas réussir à exploiter ses centrales nucléaires sur une durée d'exploitation au moins égale à celle retenue pour le calcul notamment des dotations aux amortissements et provisions.

Dans le cadre des études associées aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN sera complétée ultérieurement par une position réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite Décennale. Le Groupe ne peut cependant garantir qu'il obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Une exploitation sur 40 ans est néanmoins l'hypothèse retenue par le Groupe pour le calcul des incidences comptables liées à la durée d'exploitation du parc nucléaire en France (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions, etc.). Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines tranches ou centrales avant 40 ans, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché. Il conviendrait de plus de revoir le plan d'amortissement et de provisionnement pour réévaluer la durée d'exploitation résiduelle des centrales concernées. Cela aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 30 et 40 ans en

fonction des centrales (voir section 6.3.1.1.2.3 (« Nucléaire existant »)). Néanmoins, compte tenu des règles de sûretés applicables au Royaume-Uni (voir section 6.3.1.1.2.3 (« Nucléaire existant »)), le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses centrales nucléaires existantes jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Les durées actuelles d'exploitation ont néanmoins été retenues comme hypothèses par EDF Energy pour le calcul des incidences comptables (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions, etc.) liées à la durée d'exploitation du parc nucléaire au Royaume Uni (voir section 6.3.1.1.2.3 (« Nucléaire existant »)).

Aux États-Unis, une durée d'exploitation de 60 ans¹ a été accordée par l'autorité de sûreté nucléaire américaine (« NRC ») pour toutes les centrales nucléaires de CENG (dont les mises en service se sont échelonnées entre 1970 et 1988 (voir section 6.3.2.3.3 (« Activités de CENG (production et exploitation d'électricité nucléaire) »)), la joint-venture créée par EDF et Constellation Energy Group (« CEG ») détenant dorénavant les actifs nucléaires de CEG. Le Groupe ne peut cependant garantir, notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations, que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur cette durée.

Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines centrales avant la fin de la durée comptable d'exploitation des centrales, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché. Il serait également nécessaire de revoir le plan d'amortissement pour réévaluer la durée d'exploitation résiduelle des centrales concernées. Cela aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

Le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations nécessaires à l'allongement de la durée d'exploitation de ses centrales au-delà des durées prévues actuellement.

Afin de reporter la construction de nouvelles unités et les investissements y afférents, et de continuer à bénéficier des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise à allonger la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France au-delà de 40 ans. En 2009, EDF a transmis à l'ASN les améliorations de sûreté qu'elle envisageait pour un fonctionnement du parc au-delà de 40 ans. Les investissements correspondants s'étaient sur une vingtaine d'années à partir de la prochaine décennie. L'ASN prévoit de faire examiner ces améliorations début 2011 par le Groupe Permanent d'Experts (composé d'experts *intuitu personae* mandatés par l'ASN). Au Royaume-Uni, EDF Energy cherche également à étendre la durée d'exploitation de son parc nucléaire au-delà de la période déclarée et a déjà annoncé et pris en compte l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales (voir section 6.3.1.1.2.3 (« Nucléaire existant »)).

Le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra de telles extensions ou que ces extensions ne seront obtenues que sous certaines conditions, ce qui aurait un impact négatif sur la capacité du Groupe à réaliser sa stratégie d'investissement.

La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'*European Pressurized water Reactor* (« EPR ») à Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir

¹ Sauf pour Nine Mile Point 2 : 58 ans.



du parc nucléaire en France »)) en vue de renouveler son parc nucléaire en France et afin de servir de modèle pour la construction de nouvelles installations à l'étranger.

Toutefois :

- le Groupe pourrait ne pas obtenir, ou voir remises en cause par des décisions judiciaires, les autorisations nécessaires à l'achèvement de la construction, à la mise en service et à l'exploitation de l'EPR ;
- s'agissant, notamment pour l'EPR de Flamanville, d'un réacteur « Tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient survenir lors du développement, de la construction et du début d'exploitation des EPR. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction des EPR et leur mise en service ou affecter leurs performances ;
- le coût global de construction et le coût complet de production des réacteurs EPR pourraient être supérieurs aux estimations d'EDF, notamment du fait de l'augmentation du prix des matières premières, de l'évolution des taux de change, de l'effet des indices de prix prévus dans les contrats, des évolutions techniques et réglementaires et des ajustements de provisions pour risques.

Le programme EPR pour le renouvellement du parc de production est stratégique pour l'avenir du Groupe. Tout événement entraînant un retard ou un blocage de ce programme ou affectant la construction de la « Tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Le Groupe reste responsable de la plupart des combustibles usés et des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à haute activité et à vie longue issus des combustibles usés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »). En France, ainsi qu'il est indiqué dans ce paragraphe, en tant qu'exploitant et producteur des déchets, EDF est légalement responsable des combustibles usés depuis leur sortie de centrale, des opérations de traitement et de la gestion à long terme des déchets radioactifs qui en sont issus, et assume cette responsabilité conformément aux orientations définies par les pouvoirs publics et sous leur contrôle.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur au sens de la législation applicable sur les déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés aux combustibles usés ou aux déchets, même s'ils sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe (en particulier, en France, le groupe AREVA et l'ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où le Groupe serait reconnu responsable pour des dommages causés aux tiers et/ou à l'environnement, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre de la loi dite Bataille et de l'adoption de la loi n° 2006-739 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs le 28 juin 2006 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue constituera des « Déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article 6 de la loi n° 2006-739, et que ces déchets pourront en conséquence être directement stockés en couche géologique profonde. Le Groupe ne peut pas non plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics, ce qui continuerait à faire peser des incer-

titudes sur le devenir des déchets, de la responsabilité et des coûts qui en résultent pour EDF.

Au Royaume-Uni, British Energy a conclu des accords avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issues des centrales nucléaires qu'elle exploite (voir section 6.3.1.1.2.3 (« Nucléaire Existant – Accords de Restructuration – coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »)). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au Gouvernement britannique. Néanmoins, British Energy conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et l'élimination des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

Aux États-Unis, et conformément au *Nuclear Waste Policy Act* (« NWPA »), CENG est partie aux contrats conclus avec le *Department of Energy* (« DoE »). A ce titre, CENG a versé depuis le 6 novembre 2009 les contributions prévues par le NWPA pour financer le coût de construction par le DoE d'un stockage fédéral pour l'entreposage définitif du combustible usé (CEG ayant versé ces contributions jusqu'au 6 novembre 2009). Compte tenu du fait que le DoE a déclaré ne pas pouvoir prendre possession du combustible usé avant 2020 (et non 1998 comme prévu initialement), CEG a été contraint d'entreprendre des actions supplémentaires et de supporter les frais afférents à l'installation de structures de stockages sur site, permettant l'exploitation de ses centrales jusqu'à la mise à disposition du stockage fédéral. Les sommes remboursées par le DoE jusqu'à la réalisation de l'opération avec EDF ont été perçues par CEG. CENG recevra les remboursements ultérieurs (voir section 6.3.2.3.5 (« Combustible Nucléaire – Stockage du combustible nucléaire usé – installations fédérales et installations sur site »)).

Le Groupe ne peut garantir qu'il disposera, en temps utile et à des conditions financières acceptables, de solutions de stockage et de traitement des déchets radioactifs issus des centrales qu'il exploite dans les pays concernés.

Ceci pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets pourraient s'avérer insuffisantes.

EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 35 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord signé avec AREVA en décembre 2008 qui couvre la période 2008-2012. Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2012 pourrait s'avérer insuffisant si les conditions du renouvellement de ce contrat pour cette période se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets nucléaires (voir note 35 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009 et section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Si la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs conforte, sans exclure d'autres axes de recherches complémentaires, que les « Déchets radioactifs ultimes » doivent faire l'objet d'un stockage en couche géologique profonde, le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue sera considéré comme tel, ni dans quel délai ce type de stockage, s'il était retenu, pourrait être effectué. En

conséquence, le coût final de la gestion à long terme de déchets du Groupe pourrait être supérieur aux provisions constituées dans ses comptes.

EnBW et CENG ont également constitué des provisions pour couvrir leurs engagements de long terme dans le nucléaire.

Le Groupe ne peut garantir que le montant de ces provisions s'avèrera suffisant.

L'évaluation de ces provisions 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. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

Si tel était le cas, l'insuffisance des provisions relatives aux engagements de long terme du nucléaire pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

La déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuses que ce qui est aujourd'hui prévu.

La déconstruction du parc nucléaire d'EDF en France, de British Energy, de CENG, et d'EnBW est présentée aux sections 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») et 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité »). Compte tenu de la taille du parc nucléaire du Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important.

Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la déconstruction des centrales de première génération en France) et identifié les solutions à développer, le groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service.

Le Groupe a constitué des provisions pour couvrir les dépenses prévues de déconstruction et pour derniers cœurs, y compris EnBW et CENG. L'évaluation de ces provisions 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. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

Le Groupe ne peut garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière.

À noter qu'au Royaume-Uni, en vertu des accords de restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes de British Energy seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le Gouvernement britannique (voir section 6.3.1.1.2.3 (« Nucléaire Existant – Accords de Restructuration – coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »)).

Les actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourraient s'avérer insuffisants et entraîner des décaissements supplémentaires.

La valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élevait, au 31 décembre 2009, à 11 436 millions d'euros pour EDF contre 8 658 millions d'euros au 31 décembre 2008 (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)). Ces actifs sont constitués progressivement, sur la base de l'estimation des dépenses que le Groupe aura à supporter et de leur échéancier.

Les actifs dédiés d'EDF pourraient être jugés insuffisants au regard des textes réglementaires d'application de la loi du 28 juin 2006 (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)) ou par l'autorité administrative et donner lieu à des mesures de régularisation (et notamment une dotation complémentaire aux actifs dédiés). Ces actifs dédiés pourraient aussi, au moment du paiement effectif, s'avérer insuffisants, si les charges réelles étaient différentes, ou si l'échéancier des dépenses de déconstruction ou de stockage était modifié. Cela aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales (en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF) ou communautaires, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence sur la situation financière d'EDF.

Enfin, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)), le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers n'aient pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 9.9.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »)) pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des décaissements supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs.

En Allemagne, EnBW a constitué des fonds réservés pour couvrir le coût de ses engagements de long terme, notamment dans le nucléaire. Leur valeur pourrait cependant s'avérer insuffisante à couvrir les coûts correspondants, principalement du fait des variations des cours des marchés financiers, ce qui pourrait conduire EnBW à procéder à des décaissements supplémentaires.

Aux États-Unis, conformément à la réglementation de la NRC et aux conditions imposées par les états concernés, CENG a constitué des fonds strictement dédiés à la couverture des coûts de déconstruction des centrales. La stratégie de mise en place de ces fonds repose sur l'estimation des coûts nécessaires à la déconstruction et des échéances associées de décaissements. L'estimation par CENG des revenus générés par ces fonds a reposé sur différents facteurs, notamment la stratégie d'allocation d'actifs applicable aux investissements, les taux de rendement historiques et les conditions de marché. Il est prévu à ce jour que les activités de déconstruction se déroulent jusqu'en 2083. Tout changement affectant les coûts ou les délais des activités de déconstruction, ou tout changement affectant les revenus générés par les fonds, serait susceptible d'avoir un impact sur la capacité des fonds à couvrir les coûts de déconstruction des centrales, ce qui pourrait conduire CENG à procéder à des décaissements supplémentaires.

De tels événements pourraient impacter négativement la situation financière du Groupe.

4.2.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe

La stratégie de développement du Groupe pourrait ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Le Groupe entend poursuivre son développement dans les métiers de l'électricité, du gaz et des services énergétiques, en France et à l'étranger, conformément à son projet industriel, en fonction de son modèle d'activité dans chaque zone et au regard du retour d'expérience correspondant (équilibre amont-aval, stratégie de commercialisation, développement dans les énergies renouvelables ou dans d'autres modes de production : le nucléaire, l'hydraulique, le charbon, les centrales à cycle combiné à gaz, etc.). Il met ainsi



Facteurs de risque

en place des programmes de développement, de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer la performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière »), et de cessions.

En ce qui concerne son développement dans la production nucléaire, le Groupe pourrait ne pas réussir la mise en œuvre des projets qu'il a engagés à l'international ou les mettre en œuvre dans des conditions économiques, financières et juridiques non satisfaisantes.

En effet, le groupe EDF est engagé, dans le cadre de partenariats ou d'investissements en capital, dans des projets de construction et d'exploitation de centrales nucléaires à l'international (aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Chine, etc.). Ces projets nécessitent, en phase de développement, l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires. Il s'agit de chantiers de grande envergure, impliquant des investissements significatifs, et dont les conditions de financement sont encore à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait par ailleurs, compte tenu du contexte économique actuel, être retardée. Par ailleurs, le cadre réglementaire est, dans certains pays, en cours de mise à jour, ce qui pourrait avoir un impact sur les engagements et la responsabilité d'EDF. Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces projets pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières ou juridiques qui soient satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image du Groupe et sa situation financière.

Par ailleurs, le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu important tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres gaz et électricité. Le contexte concurrentiel du secteur gazier évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens.

La demande de gaz en Europe est en croissance et les réserves non exploitées de gaz sont importantes dans le monde. Toutefois, les sources d'approvisionnement sont éloignées et les capacités de transport (par gazoduc ou par méthanier), de réception du gaz naturel liquéfié (« GNL ») et de stockage sont encore limitées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockage, gazoduc, terminal GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe (y compris les entités non contrôlées). Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera en mesure, à des conditions financières acceptables, soit d'accéder à ces actifs gaziers, soit de les acquérir ou de participer à leur développement, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées. Un de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe. Cela aurait un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

Enfin, le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'éco-efficacité énergétique, pour accroître son chiffre d'affaires par client dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie en Europe, et pour faire face à ses enjeux en matière d'efficacité énergétique et de Développement Durable.

Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, celui de l'efficacité énergétique possède un fort potentiel de développement. Le Groupe ne peut garantir que son offre de services se développera avec succès. Si le Groupe n'est pas en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, cela pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus, rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités du Groupe, ses résultats financiers et ses perspectives.

Risques liés aux acquisitions et cessions.

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le Groupe a réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations d'acquisition d'actifs ou de participations, ainsi que des fusions ou créations de sociétés communes (joint-ventures), et plus généralement toutes opérations de croissance externe.

Les opérations de croissance externe impliquent notamment les risques suivants : (i) les hypothèses retenues par le Groupe pour la valorisation de l'acquisition peuvent ne pas se vérifier, en particulier concernant les prix de marché, les économies de coûts, les gains, les synergies et la rentabilité escomptés ; (ii) des difficultés relatives à la qualité et à la performance des actifs acquis ou à une sous-évaluation du passif des sociétés acquises peuvent survenir ; (iii) des difficultés liées à la mise en œuvre de l'intégration des activités ou sociétés acquises peuvent survenir ; (iv) le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retenir certains salariés, clients ou fournisseurs clés des sociétés acquises ; (v) le Groupe pourrait être contraint ou souhaiter mettre fin à des relations contractuelles préexistantes à des conditions financières coûteuses et/ou défavorables ; (vi) le Groupe pourrait accroître son endettement en vue de financer ces acquisitions, limitant ainsi sa flexibilité financière et les possibilités de contracter à l'avenir de nouveaux emprunts ; et (vii) le Groupe pourrait être contraint de prendre, vis-à-vis des autorités de contrôle des concentrations, des engagements dont la mise en œuvre se ferait à des conditions moins favorables que prévues pour le Groupe.

En conséquence, les bénéfices attendus des acquisitions futures ou réalisées pourraient ne pas se vérifier dans les délais et les niveaux attendus, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe a également réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations de cessions d'actifs. Dans le cadre de ces opérations de cession, le Groupe peut accorder des garanties concernant les actifs cédés et, en conséquence, être amené à payer des indemnités ou ajustements de prix à l'acquéreur, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les opérations de croissance externe et les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur inférieure de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles, financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques hors de France. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour EDF.

L'ouverture du marché a notamment eu pour conséquences la filialisation principalement des activités de distribution, ainsi qu'une réorganisation des structures mixtes au travers desquelles EDF et principalement GDF SUEZ (anciennement Gaz de France) géraient leurs ventes, leurs facturations, leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution.

Les différentes réorganisations pourraient encore avoir des impacts sur le fonctionnement des activités de commercialisation et de distribution, et dans les relations avec les collectivités locales.

Elles pourraient par ailleurs générer des coûts importants liés notamment à l'adaptation des organisations et des fonctions support, notamment les systèmes d'information.

Risques liés aux systèmes d'information.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, bases de données, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution. Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives pour le Groupe. En particulier, si les systèmes d'information mis en place ou devant encore être adaptés à la suite de l'ouverture totale des marchés au 1^{er} juillet 2007 n'étaient pas suffisamment fiables ou performants, cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives pour le groupe EDF.

Enfin, d'une façon générale, le Groupe ne peut garantir que la politique de renforcement des programmes de secours des systèmes d'information ne connaisse pas de difficultés techniques de déploiement ou/et des retards de mise en œuvre, ce qui pourrait — en cas de sinistre majeur — avoir un impact négatif significatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

EDF est contrôlé par l'État en sa qualité d'actionnaire majoritaire.

En application de la loi du 9 août 2004, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'État pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou à réaliser des opérations de croissance externe.

Une partie importante des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF SUEZ ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.

Une partie importante des personnes employées par le Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF SUEZ (pour la quasi-totalité au service commun d'ERDF et GrDF, les deux filiales de distribution des groupes EDF et GDF SUEZ). Un certain nombre de décisions prises dans le cadre de ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts et sur les modalités de la gestion de ses ressources. Il s'ensuit en outre que EDF et GDF SUEZ pourraient donc avoir des divergences de vues ou d'intérêts concernant ces structures communes, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur le climat social, le résultat et la situation financière du Groupe.

Le Groupe ne détient pas de majorité de contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations considérées comme stratégiques ou partage le contrôle de ces entités avec d'autres actionnaires.

Ainsi que cela est décrit à la section 6.3.1.2.2 (« Détail de la participation d'EDF dans EnBW »), le groupe EDF partage le contrôle d'EnBW avec OEW. Ce contrôle commun est exercé dans le cadre d'un pacte d'actionnaires. Le Groupe ne peut pas néanmoins garantir qu'il pourra toujours s'entendre avec OEW sur la politique à mener au sein d'EnBW.

Il peut en être de même au sein d'Edison où les deux actionnaires, EDF d'une part, A2A (anciennement AEM Milan) et ses partenaires d'autre part, ont le contrôle conjoint et dont les relations sont régies par un pacte d'actionnaires (voir section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A »)). Par ailleurs, les avantages qui doivent résulter de l'opération de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A, notamment au regard de la stratégie gazière du Groupe, dépendent en partie de la possibilité de combiner les activités d'Edison avec celles du Groupe d'une manière efficace et performante.

Par ailleurs, le Groupe a finalisé en novembre 2009 l'acquisition de près de la moitié des activités de production et d'exploitation nucléaires de CEG, via une prise de participation de 49,99 % dans CENG (voir section 6.3.2.3 (« Acquisition de 49,99 % des actifs nucléaires de CEG »)). Le Groupe partage le contrôle de CENG avec CEG et ce contrôle est exercé dans le cadre d'un accord entre actionnaires (voir section 6.3.2.3.2 (« Organisation et règles de gouvernance de CENG »)). Le Groupe ne peut garantir qu'il sera toujours en mesure de s'entendre avec CEG, notamment au regard de la stratégie à mettre en œuvre vis-à-vis de CENG, ce qui pourrait notamment avoir pour effet de limiter les bénéfices attendus de l'opération.

D'autres activités du Groupe sont, ou seront à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraaires à ses intérêts pourraient être prises.

Cela pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif significatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Les actionnaires de certaines des filiales et participations du Groupe disposent d'options de vente leur permettant de faire racheter leurs actions ou des actifs par le Groupe, lequel pourrait donc être contraint de racheter ces titres à un moment ou à des conditions défavorables.

La structure et les conditions des options de vente dont disposent CEG sur ses actifs de production non nucléaires, les actionnaires de SPE, d'EnBW et d'EDF Énergies Nouvelles sur le Groupe sont décrites aux sections 6.3.2.3.1 (« Création de la nouvelle joint-venture avec CEG »), 6.3.1.4.2 (« Benelux »), 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW ») et 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »).

Le Groupe pourrait être contraint, en cas d'exercice d'options de vente, d'acquiescer les actifs ou les titres sous-jacents à des conditions de prix, dictées par les termes des accords en vigueur, qui pourraient s'avérer supérieures à leur valeur de marché. Par ailleurs, le financement de ces acquisitions pourrait interférer avec d'autres dépenses d'acquisition ou d'investissement du Groupe, les retarder, ou obliger le Groupe à rechercher un financement à des conditions moins favorables. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe pourrait se trouver contraint de lancer une offre publique d'acquisition sur des sociétés cotées dans lesquelles il détient une participation.

Le Groupe dispose de participations dans certaines sociétés cotées pour lesquelles la législation applicable peut contraindre, sous certaines conditions, toute personne dépassant certains seuils de détention du capital, à lancer une offre publique d'achat sur l'ensemble des titres de capital existants. Le Groupe pourrait ainsi se trouver contraint de lancer une telle offre à des conditions, notamment de prix, défavorables, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière.

Risques liés à la dimension internationale des activités du Groupe.

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans les pays pouvant connaître, ou ayant récemment connu, une période d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances affectant les activités du Groupe, mettent en place ou pourraient mettre en place des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, le secteur de l'électricité



fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales et autres, qui pourraient influencer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe et être ainsi contrairement à ses intérêts. La survie de l'un de ces événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'« *Independent Power Plants* » (« IPP ») dans différentes régions du monde et notamment au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). À ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité long terme ou des clauses de « *Pass-through* » lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

Le Groupe doit adapter en continu ses compétences dans un contexte en forte évolution et poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel en assurant le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Les enjeux liés à l'atteinte des objectifs stratégiques du Groupe, dans un contexte en forte évolution (notamment l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le développement international de la production d'électricité nucléaire ou « charbon propre », le développement des énergies renouvelables, etc.), impliquent une adaptation et une anticipation continues de ses compétences, notamment fonctionnelle et géographique.

En France, une part importante du personnel d'EDF atteint chaque année l'âge de la retraite, malgré l'impact que la réforme du régime spécial de retraites des Industries Électriques et Gazières a sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, dans la production nucléaire et dans la maintenance des réseaux, environ 40 % à 45 % des effectifs pourraient partir à la retraite dans les dix prochaines années. Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper le transfert des connaissances et de faire face à la concurrence pour recruter les personnes les plus compétentes.

Le groupe EDF considère le développement des compétences comme un enjeu majeur et met donc tout en œuvre pour être en mesure d'acquiescer, conserver, redéployer ou renouveler les compétences dont il aura besoin en temps utile et à des conditions satisfaisantes. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours complètement satisfaisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et ses résultats financiers.

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages du personnel.

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement des prestations aux salariés du Groupe (voir note 36 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009). En France, à ces engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme du personnel en activité.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds réservés ou des fonds de pension, selon les cas, ces actifs ne permettant fin 2009 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds réservés ou les fonds de pension mis en place, et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds, sont estimés sur la base de certaines hypothèses actuarielles et un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, ainsi que sur les règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel et donc nécessiter d'augmenter les provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds réservés ou des fonds de pensions devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers (cela pourrait être le cas notamment au Royaume-Uni (voir section 6.3.1.1.2.7 (« Retraites »)) et aux États-Unis (voir section 6.3.2.3.6 (« Retraites »))), ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière et ses résultats financiers.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le Groupe ne peut exclure une détérioration des relations sociales ou des perturbations sociales. Des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe a mis en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Après l'achèvement du programme Altitude en 2007, le Groupe a engagé un nouveau programme, le programme Excellence Opérationnelle (voir section 12.1 (« Amélioration de la performance : programme « Excellence Opérationnelle » »)). Sa mise en œuvre, engagée dans l'ensemble du Groupe en 2008, s'inscrit dans la durée. Il vise à améliorer les résultats du Groupe en réalisant des synergies et des progrès continus sur ses processus opérationnels et supports, ses méthodes d'achats, ses projets de transformation et de développement.

Le Groupe ne peut pas garantir que ces programmes auront les résultats escomptés dans le calendrier prévu. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés d'EDF au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2009 ont été établis, comme pour les deux précédents exercices, selon les normes comptables internationales applicables publiées par l'IASB (*International Accounting Standards Board*) et telles qu'approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2009 (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009).

Ce référentiel évolue et de nouvelles normes ou interprétations sont actuellement en cours de préparation et/ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. En ce qui concerne les normes ou interprétations en cours d'approbation ou d'homologation par les organismes internationaux compétents, le Groupe étudie l'impact potentiel que ces dernières pourraient

avoir sur ses états financiers. Concernant les normes ou interprétations en cours de préparation par les organismes internationaux compétents, le Groupe ne peut préjuger ni de l'évolution possible que ces dernières pourraient entraîner sur le référentiel, ni des impacts éventuels qu'elles pourraient avoir sur ses états financiers consolidés.

4.2.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions

VOLATILITÉ SIGNIFICATIVE DU COURS DES ACTIONS.

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années, d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations de marchés pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le groupe EDF, ses concurrents, ou les conditions économiques en général et le secteur de l'énergie en particulier.

FLUCTUATION DU TAUX DE CHANGE.

Les actions EDF sont admises aux négociations uniquement en euros et tout paiement futur de dividendes sera réalisé en euros. La contre-valeur en devise du cours de l'action et de tout dividende versé à un actionnaire d'EDF pourrait être affectée de manière significative par une dépréciation de l'euro.

RISQUES LIÉS AUX FUTURES CESSIONS PAR L'ÉTAT D'ACTIONS EDF.

Au 31 décembre 2009, l'État détenait 84,48 % du capital d'EDF. Si l'État décidait de réduire davantage sa participation dans le capital d'EDF, une telle cession par l'État, ou la perception qu'une telle cession est imminente, pourrait affecter d'une manière négative le cours des actions EDF.

4.3

Facteurs de dépendance

En 2009, EDF et ERDF s'adressent à 20 008 fournisseurs (contre 19 439 en 2008 et 20 289 en 2007). Les 5 premiers fournisseurs d'EDF et ERDF représentent 10,5 % du montant commandé total d'EDF¹ et ERDF et les 10 premiers représentent 15,8 %.

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables. La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans le domaine de l'informatique et des télécommunications.

Le groupe EDF a développé une compétence d'architecte ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Le groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe AREVA, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe AREVA intervient également dans le domaine de la construction, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire.

En France, le groupe AREVA est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire. À cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis du groupe AREVA.

Dans le domaine du cycle du combustible nucléaire

Les relations entre EDF et le groupe AREVA relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels. Les conditions commerciales de ces accords pourraient se révéler moins favorables lors de leur renouvellement que les conditions actuellement applicables. Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés » — « A. L'amont »)), EDF s'appuie encore pour une part importante, mais décroissante, sur le groupe AREVA, qui représentait en 2009 de l'ordre de 58 % des achats d'EDF dans l'amont du cycle, contre environ 68 % en 2008 :

- le groupe AREVA fournit à EDF une part importante de ses besoins en uranium naturel. Toutefois, EDF poursuit une politique de diversification de ses sources d'approvisionnement, en vue d'équilibrer les parts de marché entre le groupe AREVA et les autres fournisseurs ;
- en matière de conversion, la part prépondérante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe AREVA en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF s'appuie majoritairement sur le groupe AREVA, en particulier via les services d'enrichissement de son usine Georges Besse I. EDF et AREVA ont prolongé en 2007 leur relation contractuelle relative à l'utilisation de Georges Besse I jusqu'en 2010 et contractualisé en 2008 les prestations attendues de la nouvelle usine Georges Besse II. EDF achète également des services d'enrichissement auprès des autres fournisseurs maîtrisant déjà la technologie de l'ultracentrifugation ;

¹ Hors achats de combustible.



Facteurs de risque

- dans la filière uranium de retraitement enrichi (« URE »), EDF s'appuie pour certains types de prestations sur le groupe AREVA et pour d'autres, notamment l'enrichissement, sur des fournisseurs étrangers (Tenex et Urenco) ;
- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes AREVA et Westinghouse.

L'intégralité des opérations de gestion du combustible usé pour les centrales en France est effectuée dans l'usine du groupe AREVA de La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement sous forme de combustible MOX ou de combustible à l'URE sont réalisées dans le cadre de l'accord EDF-AREVA du 19 décembre 2008 qui fait suite au protocole antérieur de 2001. Les conditions techniques et financières de ces opérations ont été précisées pour la période 2008-2012, ainsi que le montant de la soulte libératoire pour la quote-part EDF de la déconstruction des installations de La Hague.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés » — « B. L'aval »).

Dans le domaine du développement et de la maintenance des centrales

Le groupe AREVA est le principal fournisseur du groupe EDF en ce qui concerne le développement et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe AREVA fournit les chaudières nucléaires, les études de sûreté correspondantes et leurs pièces de rechange. Depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants (générateurs de vapeur en particulier) et la fourniture de services de maintenance (par exemple les nettoyages chimiques des générateurs de vapeur).

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe AREVA, en lançant la réalisation d'une tête de série. Dans le cadre de la réalisation de cette tête de série, EDF a conclu en 2007 un contrat avec AREVA pour la fourniture de la chaudière de l'EPR à Flamanville 3.

EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques à flamme. Par ailleurs, Alstom est le fournisseur de la salle des machines de l'EPR de Flamanville 3. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique à flamme. EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom, qui est mis en concurrence sur la plupart de ses activités. Cette mise en concurrence s'est en particulier traduite en 2008 par l'attribution répartie entre Alstom et Toshiba de l'important marché de la rénovation des alternateurs du parc nucléaire.

Enfin, le groupe EDF estime ne pas être globalement en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.



Informations concernant l'émetteur

5

5.1 Histoire et évolution de la Société	35
5.1.1 Dénomination sociale et siège social	35
5.1.2 Registre du Commerce et des Sociétés, code APE	35
5.1.3 Date de constitution et durée de la Société	35
5.1.4 Forme juridique et législation applicable	35
5.1.5 Historique	35
5.2 Investissements	36

5.1

Histoire et évolution de la Société

Dans le présent Document de Référence, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et tels que modifiés à différentes reprises.

5.1.1 Dénomination sociale et siège social

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est fixé à Paris 8^e : 22-30, avenue de Wagram.

5.1.2 Registre du Commerce et des Sociétés, code APE

La Société est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317.

Son code APE est 401 E.

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constitué, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un Établissement Public Industriel et Commercial (« EPIC »).

EDF a été transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004. La durée de la Société est de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions plus spécifiques telles que, notamment, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la loi du 9 août 2004, la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et par ses statuts.

5.1.5 Historique

Les éléments suivants présentent les grandes étapes du développement du Groupe.

EDF a été créé en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses sociétés locales sur l'ensemble du territoire français. À la fin des années 1930, coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution. Cette multitude de sociétés privées, auxquelles s'ajoutaient 250 régies locales, prenait en charge environ 20 000 concessions de distribution. De cet apparent émiettement se sont dégagés un certain nombre de grands groupes, soit dans la production, soit dans la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un EPIC et fonde le statut du personnel des Industries Électriques et Gazières (les « IEG »). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (« DNN ») ou Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

Les années 1946-2000 sont celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique au charbon puis au fioul et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du



Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire de taille commerciale à Chinon (70 MW), première d'une série de 6 tranches de la filière Uranium Naturel Graphite Gaz (« UNGG ») dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par du nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière à Eau Pressurisée (« REP ») qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, 34 tranches dont la construction s'échelonne jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, 20 tranches dont la construction s'échelonne jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, 4 tranches mises en service en 2000 et 2002.

C'est à partir des années 1990 qu'EDF s'implante de manière significative à l'étranger. En 1992, le Groupe prend une participation au capital de la société Edenor, société de distribution – commercialisation située en Argentine qui sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF entre au capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution – commercialisation située dans l'État de Rio de Janeiro, et détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. En décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 34,5 % d'EnBW et la montée au capital de l'Italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc. et de Seaboard plc., deux sociétés de distribution d'électricité situées respectivement dans l'est et le sud-est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. Depuis juillet 2007, l'ouverture est réalisée à 100 % avec les résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de Régulation de l'Électricité (devenue Commission de Régulation de l'Énergie — CRE) est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Électricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination « RTE-EDF Transport »), entité interne et indépendante en charge de gérer le réseau public de transport haute tension et très haute tension de l'électricité. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % en 2003. En 2001,

Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2001, en contrepartie de l'autorisation de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de production d'électricité (Virtual Power Plants – VPP), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie Nationale du Rhône à SUEZ (désormais GDF SUEZ).

Le 20 novembre 2004, en application de la loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à conseil d'administration.

Le 12 mai 2005, EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) ont conclu des accords relatifs à leur décision de prise de contrôle conjointe d'Edison. Suite au lancement d'une offre publique d'achat le 4 octobre 2005, cette prise de contrôle conjointe a été finalisée le 26 octobre 2005, date de clôture de l'offre.

Depuis 2005, le groupe EDF a mis en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor et Light, ainsi que ses actifs au Mexique.

Enfin, EDF a été introduit en bourse au dernier semestre de l'année 2005. Cette opération a été effectuée par la mise à disposition du marché de 196 371 090 actions nouvelles émises par la Société et par la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'État auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales. Elle a été suivie par la cession de 45 millions de titres détenus par l'État le 3 décembre 2007.

Fin novembre 2006, EDF Énergies Nouvelles, filiale détenue à 50 % par le groupe EDF, a été introduite en bourse. Cette opération a donné lieu à l'émission de 18 946 854 actions nouvelles EDF Énergies Nouvelles dont 4 798 464 étaient réservées au groupe EDF.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution en application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Depuis 2008, le groupe EDF est devenu un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international, en créant une joint-venture avec l'électricien chinois CGNPC, en concluant un accord en vue de l'acquisition par offre publique de British Energy au Royaume-Uni (acquisition dont la réalisation est intervenue le 5 janvier 2009), et en concluant un accord, dont la réalisation est intervenue le 6 novembre 2009, pour le rachat de près de la moitié des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis.

Par ailleurs, EDF a acquis 51 % de la société belge SPE en fin d'année 2009.

5.2

Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2008-2009, voir section 9.8.1.2 (« Flux de trésorerie nets générés par les activités d'investissement ») du présent Document

de Référence. Concernant la politique d'investissement du Groupe pour les exercices futurs, voir section 6.1.4 (« Politique d'investissement ») ci-après.



Aperçu des activités

6

6.1	Stratégie	40
6.1.1	<i>Conforter son leadership européen et ses atouts compétitifs sur le long terme</i>	40
6.1.1.1	En France	40
6.1.1.2	En Europe	41
6.1.1.3	Gaz	42
6.1.1.4	Programme d'amélioration de la performance opérationnelle	42
6.1.2	<i>Promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental</i>	42
6.1.3	<i>Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde</i>	42
6.1.4	<i>Politique d'investissement</i>	43
6.1.4.1	Investissements en 2009	43
6.1.4.2	Investissements en 2010	43
6.1.4.3	Investissements dans le nouveau nucléaire d'ici 2020	43
6.2	Présentation de l'activité du groupe EDF en France	44
6.2.1	<i>Opérations non régulées France</i>	44
6.2.1.1	Production d'électricité	44
6.2.1.1.1	Présentation générale du parc de production d'EDF	44
6.2.1.1.2	Atouts du parc de production	45
6.2.1.1.3	Production nucléaire	45
6.2.1.1.4	Production hydraulique	57
6.2.1.1.5	Production thermique à flamme (« THF »)	60
6.2.1.2	Commercialisation	62
6.2.1.3	Optimisation amont/aval – trading	69
6.2.2	<i>Opérations régulées France</i>	72
6.2.2.1	Transport – RTE	72
6.2.2.2	Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	76
6.2.2.3	Systèmes Énergétiques Insulaires	79
6.2.2.4	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE »)	80
6.3	Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international	81
6.3.1	<i>Europe</i>	81
6.3.1.1	Royaume-Uni	84
6.3.1.2	Allemagne – EnBW	96
6.3.1.3	Italie	103
6.3.1.4	Reste de l'Europe	107
6.3.2	<i>États-Unis</i>	111
6.3.2.1	Stratégie nucléaire aux États-Unis	112
6.3.2.2	Unistar Nuclear Energy	112
6.3.2.3	Acquisition de 49,99 % des actifs nucléaires de CEG	114
6.3.2.4	Autres activités du groupe EDF aux États-Unis	117
6.3.3	<i>Asie/Pacifique</i>	118
6.3.3.1	Activités du groupe EDF en Chine	118
6.3.3.2	Activités du groupe EDF en Asie du Sud	119
6.3.4	<i>Amérique Latine</i>	120
6.3.4.1	Brésil	120
6.3.5	<i>Afrique</i>	120
6.3.5.1	Côte d'Ivoire	120
6.3.5.2	Afrique du Sud	120
6.3.5.3	Mission Accès à l'énergie	120
6.4	Autres activités et fonctions transverses	121
6.4.1	<i>Autres activités</i>	121
6.4.1.1	Énergies nouvelles	121
6.4.1.2	Tiru	124
6.4.1.3	Électricité de Strasbourg	125
6.4.1.4	Dalkia	125
6.4.1.5	Autres participations	125

6.4.2	<i>Activités Gaz</i>	125
6.4.2.1	Contexte réglementaire du marché européen du gaz naturel	126
6.4.2.2.	Orientation du groupe EDF dans le domaine du gaz naturel	126
6.4.2.3.	La sécurisation des approvisionnements gaziers	126
6.4.3	<i>Politique de Développement Durable & Service public</i>	127
6.4.3.1	Éthique et Gouvernance : l'engagement de Développement Durable d'EDF	127
6.4.3.2	La politique environnementale	128
6.4.3.3	La politique sociétale	131
6.4.3.4	Service public en France	132
6.5	Environnement législatif et réglementaire	133
6.5.1	<i>Législation relative au marché de l'électricité</i>	133
6.5.1.1	Législation européenne	133
6.5.1.2	Législation française	134
6.5.2	<i>Législation relative au marché du gaz</i>	137
6.5.2.1	Législation communautaire	137
6.5.2.2	Législation française	137
6.5.3	<i>Les concessions de distribution publique d'électricité</i>	138
6.5.4	<i>Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité</i>	139
6.5.4.1	Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement	139
6.5.4.2	Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires	139
6.5.4.3	Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe	142
6.5.4.4	Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité	143
6.5.4.5	Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF	145



Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et détient des positions fortes sur les trois autres principaux marchés européens (Allemagne, Royaume-Uni, Italie) qui en font l'un des électriciens leader en Europe et un acteur gazier reconnu. Avec une puissance installée de 136,3 GW¹ dans le monde au 31 décembre 2009 (134,0 GW¹ en Europe) pour une production mondiale de 618,5 TWh¹, il dispose, parmi les grands énergéticiens européens, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO₂ grâce à la part du nucléaire

et de l'hydraulique dans son mix de production. Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 37,9 millions¹ de comptes clients² dans le monde (dont près de 27,7 millions en France).

Les activités du groupe EDF traduisent le choix d'un modèle équilibré entre France et international, opérations concurrentielles et régulées et reposant sur une intégration amont-aval. En 2009, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 66,3 milliards d'euros, un résultat net part du Groupe de 3,9 milliards d'euros et a dégagé un excédent brut d'exploitation de 17,5 milliards d'euros.

6.1

Stratégie

La crise de grande ampleur qui affecte l'économie mondiale depuis l'automne 2008 a pesé fortement sur la demande européenne d'électricité (avec un recul moyen de 4,8 %³ en 2009 par rapport à 2008) et de gaz (avec un recul de 6 %³), ainsi que sur les prix. Pour autant, le défi énergétique subsiste : répondre à la croissance des besoins, dans un contexte de raréfaction des ressources et de contraintes climatiques.

Ainsi, l'Agence Internationale de l'Énergie (« AIE ») intensifie dans son dernier rapport (*World Energy Outlook 2009*) ses messages déjà émis en 2008 : les questions énergétiques et de changement climatique conservent toute leur urgence. Les investissements nécessaires, qui ont été parfois retardés du fait de la crise, ne devront pas être remis en cause dans la durée, sous peine de difficultés majeures, notamment de risques de ruptures d'approvisionnement et de flambée des prix ainsi que de hausse des émissions de CO₂ conduisant vers un changement climatique de grande ampleur.

Ce contexte mondial et les priorités définies au niveau européen en matière de sécurité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre imposent d'investir, tant en amont, en privilégiant les technologies peu émettrices de CO₂ (ou faiblement carbonées), qu'en aval (maîtrise de la demande d'énergie grâce à des usages plus efficaces et développement des énergies renouvelables réparties). Le recours au nucléaire, permettant de concilier compétitivité, indépendance énergétique et faibles émissions de CO₂, semble aujourd'hui incontournable dans le mix énergétique du futur, aussi bien en France que dans un grand nombre de régions du monde, comme en témoignent les volontés politiques visant à prolonger la durée d'exploitation des centrales nucléaires ou les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires.

Premier producteur nucléaire mondial, disposant d'une base européenne unique avec une présence forte sur les quatre principaux marchés, le Groupe estime disposer des atouts pour tirer parti de ce contexte.

Le Groupe a pour ambition de se positionner comme un leader énergétique, avec l'objectif prioritaire d'investir pour une croissance industrielle durable, en s'appuyant sur le développement des compétences, la valorisation des savoirs-faire techniques en France et à l'international.

Les investissements du Groupe portent sur les trois axes suivants :

- conforter son *leadership* européen et ses atouts compétitifs sur le long terme ;
- promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental ;
- être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde.

Par ailleurs, le Groupe s'attache à développer des partenariats et des coopérations opérationnelles pour contribuer à la réalisation de ses priorités.

6.1.1 Conforter son *leadership* européen et ses atouts compétitifs sur le long terme

6.1.1.1 EN FRANCE

En France, le groupe EDF poursuit quatre objectifs :

- fournir à ses clients de nouvelles offres énergétiques performantes et à bas carbone, élargies au gaz et aux services (voir section 6.2.1.2.2 (« L'activité par marché »)) ;
- poursuivre l'adaptation et la modernisation de son parc de production d'électricité, en améliorant la performance et en pérennisant l'exploitation :
 - dans le thermique à flamme, EDF renforce ainsi ses moyens de production semi-base et de pointe : il est prévu de mettre en service près de 1 000 MW au cours des trois prochaines années,
 - concernant son activité hydroélectrique : la mise en concurrence des concessions hydrauliques est un enjeu important sur lequel EDF est fortement mobilisé (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). Par ailleurs, EDF entend préserver la qualité de son potentiel de production et étudier de nouveaux projets,
 - dans le nucléaire, EDF a lancé un programme de maintenance renforcé afin (i) de se mettre en position de prolonger significativement la durée

1 Chiffres calculés conformément aux règles de consolidations comptables.

2 Un client peut avoir deux comptes clients : un pour l'électricité et un pour le gaz.

3 Source : Cambridge Energy Research Associates.

d'exploitation moyenne du parc au-delà de 40 ans, à l'instar d'autres exploitants nucléaires dans le monde (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « A. Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF »)) et (ii) d'améliorer les performances d'exploitation de ses centrales avec un objectif de remontée du taux de disponibilité des centrales à 85 % à moyen terme ;

- préparer le renouvellement du parc nucléaire et conserver une avance au niveau technologique.

Pour les moyens de base, EDF prépare le renouvellement du parc nucléaire en construisant l'EPR de Flamanville (1 600 MW - démarrage prévu en 2012 pour une première production électrique commercialisable en 2013) et procède à des études dans le cadre de la construction d'un second EPR en France à Penly, avec la participation prévue d'autres énergéticiens (voir 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « B. L'European Pressurized water Reactor (« EPR ») et les enjeux associés »)) ;

- mettre en œuvre une politique d'investissements soutenus dans les réseaux d'électricité.

Le Groupe entend rester un opérateur exemplaire et transparent sur ses activités régulées.

Concernant l'activité distribution, la qualité du service offert à tous les utilisateurs du réseau constitue le principal enjeu. Dans cette optique, une politique d'investissements soutenus dans les réseaux est mise en œuvre en mettant en avant des technologies innovantes et génératrices de performance, dans un contexte de fort développement des besoins liés à l'essor de la production décentralisée. L'expérimentation sur deux zones-pilotes de « compteurs intelligents », en préalable à un éventuel déploiement national, en est une illustration.

Pour l'activité transport, au-delà des enjeux liés au renforcement du réseau très haute tension en France, le groupe EDF est très favorable au développement des interconnexions, permettant de fluidifier les échanges transfrontaliers et d'accroître la sécurité d'alimentation. Ainsi, le groupe EDF soutient le renforcement des coopérations entre gestionnaires de réseaux de transport (« GRT »), de manière à accélérer l'intégration des marchés régionaux et à terme du marché européen.

En 2009, le Groupe a accru le montant de ses investissements opérationnels en France de 38,5 % par rapport à l'année précédente (voir section 6.1.4.1 (« Investissements en 2009 ») ci-dessous).

En avril 2009, la « Commission Champsaur » a émis un certain nombre de propositions concernant l'organisation future du marché électrique en France¹ (voir sections 6.2.1.2.1.2. (« La concurrence ») et 6.5.4.5.2 (« Réglementations futures en France »)). Dans le prolongement de ce rapport, le Gouvernement a entamé un travail de rédaction d'un projet de loi transmis au Conseil d'État fin mars, en vue d'une adoption définitive par le Parlement annoncée d'ici la fin de l'année 2010.

6.1.1.2 EN EUROPE

Le groupe EDF souhaite consolider son implantation internationale, complémentaire de son activité en France.

À l'international, le groupe EDF confortera son *leadership* en Europe à partir de ses positions actuelles en renforçant l'équilibre amont-aval de ses filiales et en poursuivant l'intégration du Groupe.

¹ Source : « Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité », présidée par Paul Champsaur avril 2009.

- ROYAUME-UNI

Suite à la prise de contrôle de British Energy par le groupe EDF en 2009, EDF Energy met en œuvre l'intégration annoncée par le Groupe lors de cette opération. Par ailleurs, EDF Energy vise à présent à obtenir un allongement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes (voir section 6.3.1.1.2.3 (« Nucléaire existant »)) et jouer un rôle de premier plan dans le développement de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni.

Par ailleurs, le groupe EDF a initié en octobre 2009 un processus d'examen des options d'évolution de la propriété de ses réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni. Le processus suit son cours et le conseil d'administration devrait se prononcer au cours du deuxième trimestre 2010.

- ALLEMAGNE

EDF appuie le développement d'EnBW en Allemagne. Notamment, EnBW a renforcé en 2009 son portefeuille d'actifs, suite à l'acquisition des parts détenues par E.ON dans les centrales thermiques de Lippendorf et de Bexbach et suite aux accords signés par EDF, E.ON et EnBW sur des échanges de droits de tirage nucléaires et d'actifs de production. L'acquisition de 26 % d'EWE (groupe de services aux collectivités locales, disposant d'implantations en Pologne et en Turquie) par EnBW, réalisée le 21 juillet 2009, contribue également à cette stratégie. Par ailleurs, un projet d'acquisition de 47,89 % du gazier VNG est actuellement à l'étude.

- ITALIE

Le groupe EDF appuie le renforcement du modèle d'activité d'Edison, reposant notamment sur une sécurisation des approvisionnements gaziers, un renforcement de l'équilibre amont/aval par des gains de parts de marché aval, ainsi que son développement à l'international (voir section 6.3.1.3.1 (« Edison »)).

La décision du Gouvernement italien de réinvestir dans la filière nucléaire constitue un événement majeur. Le Groupe propose de s'inscrire dans cette nouvelle dynamique afin d'y contribuer avec l'ensemble des acteurs impliqués (voir section 6.1.3 (« Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde »)). Dans ce cadre, le groupe EDF et Enel ont créé une joint-venture à 50/50 afin de réaliser les études de faisabilité pour le développement de futurs réacteurs nucléaires de type EPR en Italie (voir section 6.3.1.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie »)).

- BENELUX

Après l'acquisition de 51 % du capital de SPE en Belgique, réalisée en novembre 2009 et la mise en service en fin d'année 2009, aux Pays-Bas, de la centrale CCG de SLOE (voir section 6.3.1.4.2 (« Benelux »)), le Groupe entend bâtir une position solide au Benelux, marché voisin de la France au cœur de la plaque continentale.

- PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE (PECO)

Ces pays, notamment la Pologne, présentent un important potentiel de développement pour le Groupe.

- SUISSE

Le Groupe a renforcé ses positions en Suisse en janvier 2009 à travers sa participation dans la société Alpiq Holding SA (voir section 6.3.1.4.3 (« Suisse »)).

6.1.1.3 GAZ

Le Groupe entend poursuivre la construction de ses positions gazières, nécessaires à son ambition de devenir un énergéticien actif dans le gaz comme dans l'électricité en Europe, afin de sécuriser son offre, proposer à ses clients une offre multi-énergies et d'assurer l'approvisionnement compétitif des outils de production d'électricité du Groupe utilisant le gaz.

Sur la zone regroupant la France, le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Belgique et l'Italie, le Groupe a un objectif de part de marché moyenne des ventes de gaz en volume aux clients finals de 15 % à terme. Le Groupe souhaite donc développer son portefeuille de contrats d'achat de gaz et sa présence dans les réserves de gaz comme dans les infrastructures logistiques, soit au travers d'investissements, soit au travers de réservations de droits contractuels.

Cette stratégie est ainsi mise en œuvre au travers des projets et des opérations menés par Edison en Europe du Sud-Est, comme le projet d'infrastructures de gazoduc reliant l'Italie à la Grèce et la Grèce à la Bulgarie, la mise en service du terminal méthanier *offshore* de Rovigo (« Adriatic LNG ») en 2009 ou encore la prise de participation en exploration/production dans le gisement égyptien d'Aboukir. EDF a pris des participations dans des champs gaziers en mer du Nord britannique auprès d'ATP Oil & Gas Corporation et étudie un projet de terminal méthanier à Dunkerque. Par ailleurs, EDF a signé un accord-cadre avec Gazprom ouvrant la possibilité pour EDF de participer à la construction de la section sous-marine du gazoduc South Stream. Enfin, le Groupe étudie quelques projets de stockage de gaz en Europe (voir section 6.4.2. (« Activités Gaz »)).

6.1.1.4 PROGRAMME D'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE

L'amélioration de la performance opérationnelle via la réussite du programme « Excellence Opérationnelle » constitue une priorité pour l'ensemble du Groupe. Pour la période 2008-2010, le Groupe a pour objectif de réaliser un gain de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe de 2010 par rapport à celui de 2007. 680 millions d'euros ont été réalisés sur la période 2008-2009 (voir section 12.1 (« L'amélioration de la performance : programme « Excellence Opérationnelle »)).

6.1.2 Promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental

La politique climatique européenne et le « Grenelle de l'Environnement » en France, avec ses « 50 mesures pour le renouvelable » ont fixé un cadre très ambitieux.

EDF est particulièrement actif concernant :

- l'efficacité énergétique en aval : le groupe EDF a pour ambition d'être le leader des solutions énergétiques performantes. En France, EDF entend augmenter chaque année le nombre de clients souscrivant des offres ou des services de maîtrise de l'énergie et d'énergies renouvelables réparties, et produit des certificats d'économies d'énergie par son action auprès de ses clients. Le Groupe apporte sur ses différents marchés européens des solutions en terme de maîtrise de la consommation énergétique et de solutions énergétiques innovantes. Il développe des offres autour de la maîtrise de l'énergie, favorise le développement des énergies réparties intégrées au bâti (photovoltaïque, pompe à chaleur, etc.) en s'appuyant sur sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties. En outre, le Groupe vise à favoriser le développement et la commercialisation future de véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) (voir section 6.2.1.2.2.2 (« L'activité par marché »), C. (« Marché des collectivités territoriales et bailleurs sociaux - La promotion des véhicules électriques »)) ;
- le développement de la production centralisée d'énergies renouvelables : pour le groupe EDF, les énergies renouvelables constituent un axe majeur de développement et contribuent à un mix énergétique faiblement émetteur de CO₂. Le Groupe entend y poursuivre son développement, notamment via sa filiale EDF Énergies Nouvelles qui compte accroître, seul ou avec des partenaires, ses capacités installées en énergies renouvelables pour atteindre (hors hydraulique) 4 200 MW en 2012 principalement en éolien, mais aussi en énergie solaire (500 MWc). EDF a également décidé d'installer, à l'horizon 2011, une série d'hydroliennes en Bretagne. Des développements éoliens « *offshore* » sont aussi à l'étude ;
- les technologies charbon : le groupe EDF entend également exploiter, en Europe et dans le monde, les opportunités liées aux technologies les plus récentes : centrales à charbon supercritique en Chine, comme celle de Sanmenxia dans laquelle EDF a pris une participation de 35 % en juin 2009. Le Groupe veut aussi contribuer à la mise au point des technologies de capture, de transport et de stockage du CO₂ (« CCS : Carbon Capture & Sequestration ») ;
- la prospection de grands projets d'infrastructures hydroélectriques qui s'inscrivent dans une politique locale de développement durable.

6.1.3 Être un acteur majeur du nouveau du nucléaire dans le monde

Leader mondial du nucléaire, le Groupe dispose d'atouts significatifs (exploitation du premier parc au monde, ingénierie, expérience reconnue d'architecte ensemblier etc.) pour son développement à l'international, dans un contexte qui devient aujourd'hui plus favorable à cette technologie.

Dans le cadre de partenariats stratégiques, le groupe EDF vise (i) à investir dans une dizaine de projets de centrales nucléaires à horizon 2020, en France et à l'international, (ii) à participer à leur construction et à leur mise en service, puis (iii) à les exploiter. Ces partenariats ont notamment pour objectif un partage des risques et des coûts liés aux projets.

Les pays identifiés à ce jour sont :

- la France : EDF y assure actuellement la maîtrise d'ouvrage de l'EPR de Flamanville 3, et développe le projet de Penly 3, pour lequel des discussions sont en cours afin d'y associer des grands énergéticiens européens ;

- le Royaume-Uni : suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF en janvier 2009 (voir section 6.3.1.1.1. (« Introduction »)), le Groupe est aujourd'hui bien positionné pour jouer un rôle de premier plan dans le renouveau du nucléaire au Royaume-Uni. Le Groupe a pour ambition de construire 4 réacteurs de type EPR au Royaume-Uni, le premier devant être mis en service avant la fin de l'année 2017 ;
- les États-Unis : le groupe EDF et Constellation Energy Group (« CEG ») ont conclu dès 2007 un partenariat stratégique (« Joint-venture 50/50 *UniStar Nuclear Energy* ») afin de développer, réaliser, détenir et exploiter conjointement aux États-Unis des centrales nucléaires de type EPR (voir section 6.3.2.2 (« *UniStar Nuclear Group* »)). Par ailleurs, le Groupe a finalisé en novembre 2009 l'acquisition de 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de CEG pour approximativement 4,65 milliards de dollars soit 3,1 milliards d'euros (dont 0,7 milliard d'euros versés en 2008) (voir section 6.3.2.3 (« Acquisition de 49,99 % des actifs nucléaires de CEG »)). Cette acquisition appuie le rôle du groupe EDF comme acteur majeur du renouveau du nucléaire au États-Unis. Le premier projet d'EPR proposé par UniStar Nuclear Energy est celui de Calvert Cliffs 3 ;
- la Chine : l'accord signé en novembre 2007 avec China Guangdong Nuclear Power Corp. (« CGNPC »), s'est concrétisé le 21 décembre 2009 par la création de la joint-venture Taishan Nuclear Power Joint Venture Company (« TNJV ») détenue à 30 % par le groupe EDF, après approbation le 11 décembre 2009 par le Ministère du Commerce chinois (MOFCOM) des accords de joint-venture. La mise en service du premier réacteur devrait intervenir fin 2013 et le second en 2014 à Taishan, dans la province du Guangdong. Après l'approbation du projet par le Gouvernement chinois en octobre 2009, la construction du premier îlot nucléaire de la centrale de Taishan a commencé avec le coulage du premier béton ;
- l'Italie : Dans le cadre de l'accord-cadre signé entre la France et l'Italie, lors du sommet franco-italien du 24 février 2009 portant sur la collaboration entre les deux pays en matière nucléaire, le groupe EDF et Enel ont signé un accord prévoyant la création d'un consortium détenu à parité par EDF et Enel, chargé de réaliser des études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs de technologie EPR en Italie. Cet accord s'est concrétisé en août 2009 avec la création de la joint-venture « Sviluppo Nucleare Italia » (voir section 6.3.1.3.3. (« Relance du nucléaire en Italie »)) ;
- autres pays :
 - la Pologne : le 17 novembre 2009, EDF et PGE, premier électricien de Pologne, ont signé un protocole d'accord pour engager une coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire : réalisation d'études de faisabilité pour le développement de réacteurs EPR en Pologne et objectif de construction du premier EPR en Pologne avant fin 2020 (voir section 6.3.1.4.1.1. (« Pologne »)),
 - la République sud-africaine : en raison notamment de la crise économique internationale, l'électricien public sud-africain Eskom a décidé de suspendre, en 2008, son projet de construction de deux réacteurs nucléaires.

6.1.4 Politique d'investissement

6.1.4.1 INVESTISSEMENTS EN 2009

Le groupe EDF a consacré un montant net décaissé de 14,7 milliards d'euros aux opérations de croissance externe, principalement avec la phase finale de l'acquisition de British Energy réalisée en 2009 (8,4 milliards d'euros décaissés en 2009 après prise en compte de la cession à Centrica de 20 % d'intérêts dans British Energy pour 2,5 milliards d'euros), la finalisation de l'acquisition en novembre 2009 de 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de CEG pour 2,4 milliards d'euros et l'acquisition de 51 % du capital de SPE pour 1,3 milliard d'euros (voir section 9.8.1.2 (« Flux de trésorerie nets générés par les activités d'investissement »)).

Le Groupe a par ailleurs poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 12,4 milliards d'euros en 2009, contre 9,7 milliards d'euros en 2008.

En France (le segment France n'inclut pas les filiales françaises du Groupe, autres que les filiales régulées, notamment EDF Énergies Nouvelles et Dalkia (voir section 9.5 (« Segmentation de l'information financière »)), le Groupe a investi un total de 7,2 milliards d'euros, dont 0,5 milliard d'euros dans les activités insulaires, 3,3 milliards d'euros dans les activités de production et 3,4 milliards d'euros dans les réseaux.

Les investissements opérationnels à l'international se sont élevés à 3,6 milliards d'euros dont près de 2,2 milliards d'euros pour le Royaume-Uni, environ 0,6 milliard d'euros pour l'Allemagne et 0,5 milliard d'euros pour l'Italie.

Les investissements opérationnels dans les Autres Activités (dont EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading et Dalkia) se sont élevés à 1,6 milliard d'euros.

6.1.4.2 INVESTISSEMENTS EN 2010

Au périmètre de fin 2009, le Groupe devrait investir en 2010 un montant d'investissements opérationnels nets de l'ordre de 13 milliards d'euros.

6.1.4.3 INVESTISSEMENTS DANS LE NOUVEAU NUCLÉAIRE D'ICI 2020

Le Groupe a pour ambition de développer et d'exploiter, dans le cadre de partenariats, un nombre important de centrales nucléaires de technologie EPR dans les prochaines années, en France et à l'international.

Le financement de cet important développement durant les prochaines années s'appuiera sur le co-financement des partenaires, un recours plus ou moins conséquent au financement sans recours ou à des formes de financement similaires, ainsi que sur la ressource financière générée par l'exploitation de ces nouvelles centrales. La contribution financière d'EDF à ces investissements sera progressive.

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France

6.2.1 Opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production et la commercialisation d'électricité. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production-achats d'énergies et de combustibles) et aval (ventes en gros - commercialisation) pour garantir la fourniture à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché dans une optique de maximisation de la marge brute.

6.2.1.1 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

EDF regroupe l'essentiel de ses activités de producteur d'électricité en France au sein de la Direction Production Ingénierie qui dispose de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité.

Au 31 décembre 2009, la Direction Production Ingénierie comptait 33 975 salariés¹. Elle est organisée autour de trois grands métiers : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme.

En outre, via son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans les trois domaines : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme (voir section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international » ci-dessous)).

6.2.1.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU PARC DE PRODUCTION D'EDF

6.2.1.1.1.1 Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 96,8 GW en France continentale²

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du parc installé au cours des trois dernières années :

Parc installé ⁽¹⁾	au 31 décembre 2007		au 31 décembre 2008		au 31 décembre 2009	
	En MW	%	En MW	%	En MW	%
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique ⁽²⁾	20 069	21	20 066	21	20 008	21
Thermique ⁽³⁾	13 032	14	13 407	14	13 642	14
TOTAL	96 231	100	96 615⁽⁴⁾	100	96 792⁽⁴⁾	100

(1) Exprimé en MW de puissance couplée au réseau.

(2) Hors Corse et DOM, soit 400 MW en 2009.

(3) Hors Corse et DOM, soit 1 487 MW en 2009, et y compris 2 195 MW de tranches en arrêt garanti pluriannuel.

(4) Cette valeur inclut également 12 MW de capacité de production éolienne.

1 En diminution de 2 134 salariés par rapport à l'année 2008. Cette diminution résulte principalement de la création au 1^{er} janvier 2009 de la Direction des Services Partagés, qui permet de mutualiser au sein d'EDF certaines fonctions supports (comptabilité, informatique et télécoms, gestion des contrats de travail, etc.).

2 Pour la Corse et les DOM, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes Énergétiques Insulaires »).

au 31 décembre 2009, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 14,5 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe continentale (soit les 24 pays abritant des membres de l'UCTE — *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* — qui comprennent notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne).

En 2009, la production du parc d'EDF a été de 447,7 TWh.

Le parc en France continentale se compose, au 31 décembre 2009, de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (« REP ») (une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur et leurs auxiliaires) : ces tranches sont réparties sur 19 sites ; elles possèdent des puissances électriques variables : 34 tranches ont une puissance de 900 MW, 20 tranches ont une puissance de 1 300 MW et 4 tranches ont une puissance de près de 1 500 MW ; elles ont une moyenne d'âge de 24 ans³ (entre 8 et 32 ans) ;
- 33 tranches thermiques à flamme en fonctionnement ayant une moyenne d'âge d'environ 30 ans pour celles en service ; à ces tranches viennent s'ajouter 8 tranches en arrêt garanti pluriannuel⁴ ;
- 447 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de plus de 60 ans⁵.

À cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles ») ci-dessous) et des usines d'incinération du groupe Tiru (voir section 6.4.1.2 (« Tiru ») ci-dessous) ;
- 69 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHVM (69,7 % depuis le 8 janvier 2008) représentant un total de 73 MW de capacité installée en 2009 et 238 GWh de productible.

6.2.1.1.1.2 Évolution de la puissance installée et de la production du parc au cours des trois dernières années

3 Moyenne arithmétique calculée à partir de la mise en service industrielle.

4 Les installations de production « mises en arrêt garanti pluriannuel » sont dans l'attente d'une décision de réactivation ou de retrait d'exploitation.

5 Moyenne arithmétique.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production du parc installé d'EDF au cours des trois dernières années :

Production	au 31 décembre 2007		au 31 décembre 2008		au 31 décembre 2009	
	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Nucléaire	418,0	88	417,6	87,3	389,8	87,1
Hydraulique ⁽¹⁾⁽³⁾	41,2	8	44,8	9,4	41,9	9,4
Thermique ⁽²⁾	18,2	4	15,8	3,3	16,0	3,6
TOTAL⁽⁴⁾	477,5	100	478,3	100	447,7	100

(1) Hors Corse et DOM, soit 1,3 TWh en 2009.

(2) Hors Corse et DOM, soit 4,6 TWh en 2009.

(3) Production brute : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) s'élève à 6,8 TWh en 2009, ce qui conduit à une production hydraulique nette de la consommation liée au pompage de 35,1 TWh.

(4) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

6.2.1.1.2 ATOUTS DU PARC DE PRODUCTION

Avec une puissance installée totale de 96,8 GW en France continentale au 31 décembre 2009, EDF détient le parc de production le plus important d'Europe. Ce parc possède des atouts significatifs :

- un mix de production compétitif avec de faibles coûts variables de production et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures grâce aux parcs nucléaire et hydraulique ;
- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille « Aval » d'EDF (clients finals, VPP, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas. L'hydraulique au fil de l'eau est utilisée en production de base. Le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base. L'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique à flamme sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé et important dont EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à allonger la durée de fonctionnement de ses centrales et à en améliorer les performances techniques ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO₂ grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ; et
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

6.2.1.1.3 PRODUCTION NUCLÉAIRE

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2009, 87,1 % de sa production totale d'électricité. Les caractéristiques de ce parc sont détaillées ci-après.

6.2.1.1.3.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux, ou paliers, de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) ;
- le palier 1 300 MW composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) ;
- le palier N4, le plus récent, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement réparties sur 19 sites et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2009.

La première tranche du palier 900 MW a été mise en service industriel à Fessenheim en 1978. La tranche la plus récente a été mise en service industriel à Civaux en 2002. Avec un âge moyen d'environ 24 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans, le parc nucléaire d'EDF est l'un des plus jeunes des parcs installés dans le monde.

La répartition du nombre de tranches par âge est la suivante :

- 4 tranches sont en service depuis moins de 10 ans ;
- 6 tranches sont en service depuis 15 à 20 ans ;
- 20 tranches sont en service depuis 20 à 25 ans ;
- 23 tranches sont en service depuis 25 à 30 ans ; et
- 5 tranches sont en service depuis plus de 30 ans (la plus ancienne ayant 32 ans).

EDF est propriétaire des sites des installations nucléaires, ce qui présente un avantage pour le renouvellement du parc. En effet, EDF dispose déjà des emplacements nécessaires à la construction de nouvelles tranches.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction.

Contrats d'allocation de production

EDF a développé une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF. Ainsi, EDF compte, dans son parc, 11 tranches de production en participation (actuellement à hauteur de 1,4 GW, évoluant vers 1,6 GW avec le démarrage de Flamanville 3) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ; à compter du 1^{er} janvier 2010, E.ON acquiert l'accès à l'équivalent des droits à l'énergie dont dispose EnBW dans cette centrale ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ; à compter du 1^{er} janvier 2010, E.ON acquiert l'accès à l'équivalent des droits à l'énergie dont dispose EnBW dans cette centrale.

Le 30 septembre 2009, EDF, EnBW et E.ON ont en effet signé des accords portant sur un échange de droits de tirage et d'actifs de production électrique entre la France et l'Allemagne. Aux termes de ces accords, E.ON acquiert l'accès à l'équivalent des droits de tirage historiques dont dispose EnBW sur la production nucléaire d'EDF, à compter du 1^{er} janvier 2010 (concernant ces accords, voir section 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité »)). EnBW reste cependant le titulaire des contrats d'allocation de production conclus avec EDF.



- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg en Suisse (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel (12,5 %) ;
- Flamanville 3 en construction : Enel (12,5 %) (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») pour l'accord de partenariat industriel signé avec Enel le 30 novembre 2007).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque tranche concernée, est de mettre à disposition des partenaires — en contrepartie du règlement de leur quote-part des frais de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction — la part de l'énergie produite leur revenant effectivement. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (3 têtes de série sont concernées) et assument ceux de l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total d'environ 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,67 %) et la société belge SPE (3,3 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg en Suisse (7,8 %) et le groupe-ment d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

6.2.1.1.3.2 Environnement, sûreté, radioprotection

A. Le respect de l'environnement

EDF entreprend des efforts importants afin de réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en étant déjà largement inférieur aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides radioactifs (hors tritium et carbone 14). Depuis, les rejets liquides ont à nouveau été divisés par deux entre 2002 et 2009. Ces rejets ont aujourd'hui atteint un niveau plancher très bas.

Sur le plan de la gestion des déchets d'exploitation de faible et moyenne activité (déchets « FAMA »), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Par ailleurs, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») vers le centre de stockage des déchets à très faible activité de Morvilliers de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (l'« ANDRA ») s'effectue depuis 2004.

Pour une description du traitement des déchets nucléaires de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») ci-dessous.

Une démarche de certification ISO 14001 (voir section 6.4.3.1.2 (« Les outils de mise en œuvre du Développement Durable ») ci-dessous) a été entreprise en 2002 pour l'ensemble des unités de production nucléaire. En 2004, toutes les unités étaient certifiées. La certification a été renouvelée en 2005 et en 2008.

Sous l'égide de l'ASN, un Réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement se met en place avec pour objectifs de synthétiser les résultats de mesures de la radioactivité de l'environnement, et de garantir la qualité de ces mesures. Les mesures réglementaires de radioactivité dans l'environnement autour des centrales nucléaires sont accessibles au public depuis janvier 2010 sur le site www.mesure-radioactivite.fr.

B. Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), réaffirme la priorité absolue que représente la sûreté nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses mais aussi sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable « Culture de la sûreté » ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit près de 1 400 années-réacteurs (somme arithmétique des années d'exploitation des centrales REP d'EDF)) ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une Recherche & Développement intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences ; dans ce but chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur d'ensemble, utilisé pour former et entraîner à tout type de situation.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'ASN.

EDF fait l'objet des contrôles externes suivants :

- à l'échelon national :
 - des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 400 inspections par an) ;
 - un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1990. Il vise à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires en exploitation au référentiel de sûreté et à réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Ce référentiel de sûreté ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant. Les objectifs sont fixés par l'ASN (qui en contrôle le respect), EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN. Un réexamen de sûreté a été engagé dans le cadre des deuxièmes et troisièmes Visites Décennales des centrales 900 MW, des deuxièmes Visites Décennales des centrales du palier N4. Les deuxièmes Visites Décennales ont été réalisées à fin 2009 sur 33 centrales du palier 900 MW sur un total de 34, et sur 12 centrales du palier 1 300 MW, sur un total de 20. La première Visite Décennale a été réalisée en 2009 sur une centrale du palier N4 (sur un total de 4). Concernant les troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW, voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») ci-dessous ;
 - le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous).
- à l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde, ont lieu régulièrement :
 - les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique), sont effectuées à la demande de l'ASN et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;

– les visites internationales « *Peer Review* » menées par le WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté par rapport aux meilleures pratiques internationales.

Par ailleurs, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple :

- EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des Évaluations Globales de Sûreté qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs ;
- L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché à et nommé par le Président Directeur Général d'EDF, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès.

EDF veut atteindre, en ce qui concerne l'état de ses installations, un niveau comparable aux meilleurs exploitants mondiaux, ce qui nécessite la poursuite de l'amélioration des comportements et des pratiques sur les chantiers de maintenance, ainsi que la réalisation d'investissements ciblés sur des rénovations de locaux et de matériels. Fin 2006, le programme « Obtenir un état exemplaire des installations » a été engagé pour amener l'ensemble des sites nucléaires au niveau des meilleurs standards internationaux en matière de tenue des installations. Ce programme d'investissement et de maintenance porte sur un montant de l'ordre de 600 millions d'euros d'investissements répartis entre 2006 et 2011. Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'Arrêts Automatiques Réacteur (AAR)¹ à un niveau inférieur à un par tranche². L'année 2009, avec 41 AAR, marque un recul par rapport à la performance constatée en 2008 (31 AAR), mais demeure la seconde meilleure performance historique.

EDF est soumis à la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Cette loi garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne les impacts sur la santé et l'environnement et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

C. Dispositif d'alerte

En cas de situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour permettre de limiter les conséquences sur l'environnement et les populations. Pour assurer la sécurité de l'installation et la protection des populations, le dispositif s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et le local : il s'agit du Plan d'Urgence Interne (« PUI »), élaboré par EDF, et du Plan Particulier d'Intervention (« PPI »), élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'État et EDF. Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans prennent notamment en compte le risque d'actes de malveillance.

La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents, qui permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'organisation de crise mais aussi d'améliorer son contenu, en clarifiant notamment les rôles et en validant l'ensemble des moyens matériels et humains sollicités. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN et impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfetures.

1 Arrêt automatique et instantané de l'installation par la mise en route des protections assurant sa sécurité.

2 Pour 7 000 heures de criticité.

D. Événements significatifs dans le domaine de la sûreté (ESS)

Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES — *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés d'« écarts » ou encore nommés événements de niveau 0.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave - très faible rejet à l'extérieur, et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) et au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

De 2002 à 2008, EDF a recensé annuellement, pour l'ensemble de son parc, au plus un événement de niveau 2 (incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté et/ou contamination importante ou surexposition d'un travailleur). Chaque année, EDF traite en moyenne un événement de niveau 1 par réacteur (anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures).

En 2009, un événement de niveau 2 dans le domaine de la sûreté³ a été répertorié : le 2 décembre 2009, suite à de fortes pluies, la prise d'eau alimentant le système de refroidissement de l'unité de production n° 4 de la centrale de Cruas-Meysses a été colmatée par des déchets végétaux. A titre préventif, la direction de la centrale a arrêté l'unité de production concernée. Grâce aux équipes et aux moyens techniques mobilisés, le système de refroidissement de l'unité a été rétabli quelques heures plus tard. A tout moment, la sûreté des installations a été assurée et cet événement n'a eu aucune conséquence sur l'environnement. Cet événement ne résultait pas d'une défaillance de l'exploitant.

Le nombre moyen d'événements recensés de niveau 1 en 2009 est de 1,2 par réacteur et le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 9,3 par réacteur.

Les résultats de sûreté sur les cinq dernières années sont globalement stables, et l'on constate une amélioration sensible d'indicateurs clés pour la sûreté en exploitation.

E. Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2009, la dose collective moyenne est de 0,69 homme-sieverts par réacteur et par an, niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par des exploitants allemands, japonais ou américains pour des réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée. Ce résultat, proche de celui de 2008 (0,66 homme-sieverts), est à apprécier en tenant compte du volume et de la durée des travaux de maintenance durant les arrêts de tranche, plus importants qu'en 2008.

EDF poursuit ses efforts afin de continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2009, le nombre d'intervenants, salariés d'EDF et des prestataires, dont la dose individuelle sur 12 mois glissants a dépassé 16 mSv tout en restant inférieure à 20 mSv (limite réglementaire annuelle) a été au maximum de 10 personnes en janvier 2009 (14 en 2008, 20 en 2007), et ce nombre varie entre 2 et 10 personnes sur douze mois glissants ; parmi eux, aucun n'a dépassé 18 mSv.

3 Un événement significatif de niveau 2 a été répertorié dans le domaine de la radioprotection (voir la section 6.2.1.1.3.2 — E (« radioprotection »)).

En 2009, l'entreprise END du Groupe Horus, prestataire d'EDF, a déclaré à l'ASN, conformément à la réglementation, un événement significatif de niveau 2 dans le domaine de la radioprotection, survenu sur le site de Flamanville lors d'un contrôle par radiographie. Un salarié d'une entreprise extérieure qui effectuait des contrôles de soudure a été exposé à une dosimétrie de 4,8 mSv, inférieure au quart de la dose réglementaire annuelle. Ses équipements de protection individuels ainsi que la réaction rapide de ses collègues ont permis de limiter le temps d'exposition du salarié. A la demande d'EDF, l'entreprise employant ce salarié a mis en place des dispositions de sécurité et de formation complémentaires pour ses intervenants. Ce plan d'actions a été présenté à EDF ainsi qu'à l'ASN qui l'ont jugé satisfaisant. EDF a également partagé cette information auprès de l'ensemble de ses prestataires qui réalisent ce type d'activité afin d'éviter le renouvellement de ce type d'événement.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

L'amélioration continue des résultats en radioprotection implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté.

6.2.1.1.3.3 Les performances d'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation¹. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont abordés par ailleurs à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessous. EDF cherche à accroître, toutes choses égales par ailleurs, sa production d'origine nucléaire et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

A. Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production

Les centrales REP alternent des cycles de production de 12 ou 18 mois et des arrêts afin que soit remplacée une fraction du combustible chargé en cœur et que soient réalisés les travaux de maintenance nécessaires.

À chaque fin de cycle de production, il y a une alternance entre deux types d'arrêts programmés :

- l'arrêt pour simple rechargement (« ASR ») durant lequel l'opération essentielle réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement de combustible neuf ; des essais périodiques et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt. Cet arrêt a une durée de référence d'environ 35 jours ;
- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée de référence est de l'ordre de 55 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée de référence de l'ordre de 90 jours pour effectuer une Visite Décennale, lors de laquelle un contrôle approfondi des principaux composants est réalisé.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu

¹ Les coûts d'exploitation se comprennent comme des coûts « cash » et se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris les charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent pas les investissements liés à la construction, les charges de déconstruction, ni les dotations aux amortissements et provisions.

élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau, les autres énergies renouvelables et l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de consommation de la clientèle finale d'EDF durant une année (été-hiver, jour-nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées, conduisent ainsi à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalisation de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver (une baisse de 1° C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France qui peut atteindre 2 100 MW (source : RTE EDF Transport)) imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. Suite à la canicule de 2003, la programmation des arrêts de tranches a été revue pour réduire le nombre des arrêts en juillet-août et favoriser un maintien en production du maximum de tranches « Bord de mer », dont les capacités de refroidissement sont indépendantes des conditions climatiques.

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalisation de la consommation en France, à la disponibilité des tranches des centrales, et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production normatifs de 12 et 18 mois. Fin 2009, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production de 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW et les 20 tranches du palier 1 300 MW ont un cycle de production de 18 mois ;
- les 4 tranches du palier N4 (1 500 MW) ont désormais un cycle de production d'environ 18 mois.

B. Production et performances techniques

La production du parc nucléaire s'élève à 390 TWh en 2009, un volume en baisse de 28 TWh (soit 6,7 %), par rapport à celui de 2008.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français (qui se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année), encore appelé « Load factor » (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients ($Kp = Kd \times Ku$) :

- un coefficient de disponibilité « Kd » (énergie disponible² rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- un coefficient d'utilisation (énergie produite rapportée à l'énergie disponible (« Ku »)). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales et sociales, de la fourniture des services système, et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 70,7 % en 2009, est en net retrait par rapport à celui de 2008 (75,3 %). C'est la résultante d'un Kd en 2009 de 78 %, en retrait de 1,2 point par rapport à celui de 2008, et d'un Ku de 90,6 % en 2009, en baisse de 4,6 points par rapport à celui de 2008.

Par rapport à l'année 2008, l'écart de production de 28 TWh résulte :

- des mouvements sociaux qui ont affecté principalement les campagnes d'arrêt de tranches et qui expliquent une perte de production nucléaire d'environ 17 TWh sur l'ensemble de l'année. Contrairement à l'année 2008 durant laquelle la production avait été peu impactée par des conflits sociaux, ces mouvements ont engendré en 2009 des prolongations d'arrêt de tranche, majoritairement sur le second semestre, et des pertes de production par baisse de charges ;

² L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

- de plusieurs arrêts fortuits ou prolongations d'arrêts, principalement survenus au second semestre 2009, liés en particulier à des défaillances d'équipements (générateurs de vapeur, alternateurs, transformateurs) dont le remplacement était nécessaire et déjà programmé pour partie dès 2010. Les problèmes techniques rencontrés cette année sur les générateurs de vapeur, les alternateurs et les transformateurs ont respectivement eu un impact sur le Kd de 2,6 points, 1,7 point et 0,5 point. Ces événements ont conduit à une perte de production d'environ 6 TWh ;
- de diverses pertes d'origine environnementale : l'arrêt au cours du premier trimestre 2009 des tranches de la centrale de Blayais suite à la présence de débris végétaux et de bouchons vaseux dans la Gironde après la tempête Klaus et les baisses de charge à la centrale de Cruas-Meysses en novembre 2009 suite à l'entartrage des aérorefrigérants ont diminué la production nucléaire d'environ 3 TWh ; et
- de différents effets à moindre impact : le plus fort recours à la modulation de puissance en 2009 et l'effet année bissextile 2008 (qui conduit mécaniquement à la perte d'un jour de production en 2009) ont entraîné une perte de production d'environ 2 TWh.

L'objectif de Kd de 81 % pour l'année 2009 n'a pas été atteint. L'objectif d'un coefficient de disponibilité de 85 % avait été jugé en 2008 atteignable dès 2011. Aujourd'hui, au vu notamment de l'importance des problèmes techniques rencontrés, une analyse plus détaillée a été menée. Pour 2010, l'objectif est une progression du Kd de 1,5 à 2 points. L'objectif de Kd de 85 % est maintenu à moyen terme.

Pour améliorer le coefficient de disponibilité, EDF dispose des leviers de performance suivants :

- leviers techniques :
 - passage à des cycles de production d'environ 18 mois au lieu de 12 mois pour les quatre tranches du palier N4, avec un plein effet prévu à partir de 2010 ;
 - mise en œuvre d'une politique curative et préventive relative aux problèmes techniques précités :
 - le nettoyage chimique des générateurs de vapeur des 15 tranches concernées par le phénomène de colmatage : entre 2007 et 2009, 12 tranches ont été traitées, les 3 tranches restantes devant faire l'objet d'une opération de ce type au cours des années 2010 et 2011 ;
 - la rénovation des stators d'alternateurs de 48 tranches présentant des risques d'isolement : entre 2006 et 2009, 17 alternateurs ont été rénovés. Le programme de rénovation va se poursuivre au rythme de 5 à 6 stators par an. Fin 2012, 35 stators d'alternateurs sur les 48 concernés devraient avoir été rénovés ;
 - le remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux. Ce programme sera réalisé progressivement, en engageant dès 2010 le remplacement des pôles les plus sensibles ;
 - le remplacement préventif des générateurs de vapeur. EDF a établi un programme national de remplacement des générateurs de vapeur, portant de 1 à 2 tranches par an le rythme de remplacement à partir de 2010 : en 2009, les générateurs de vapeur d'une tranche ont été échangés. Entre 1990 et 2009, 18 tranches ont fait l'objet de ce type d'intervention ;
- leviers s'inscrivant dans la démarche Excellence Opérationnelle et s'appuyant sur les meilleures pratiques internationales :
 - réduction du taux d'indisponibilité fortuite à l'aide d'une démarche standard de l'INPO (*Institute of Nuclear Power Operations*) de fiabilisation des matériels appelée AP913, et la mise en place de bilans de santé des matériels. Cette démarche est initiée par une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance ; le taux d'indisponibilité fortuite a été réduit sensiblement aux États-Unis après 4 années environ de déploiement de la démarche ;

- renforcement de la maîtrise des arrêts de tranche pour réduire les prolongations d'arrêt sur la période 2010-2012. Ce travail est un pré-requis à la mise en place, sur chaque site, d'un Centre Opérationnel de Pilotage en continu de l'arrêt de Tranche (COPAT). L'objectif du COPAT est de réduire la moyenne des prolongations d'arrêts, par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt, et un traitement réactif des alertes techniques.

Les effets de ces leviers seront toutefois atténués par des programmes d'arrêt plus lourds dans les prochaines années en raison d'un nombre annuel plus important de Visites Décennales et d'opérations importantes de maintien du patrimoine en vue de garantir la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales.

6.2.1.1.3.4 Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés

Le volume annuel moyen de référence de combustible nucléaire consommé est d'environ 1 200 tonnes de combustibles consommés (tonnes de métal lourd, uranium enrichi et plutonium), dont environ 1 080 tonnes de combustible UO₂ (uranium naturel fluoré puis enrichi), 100 tonnes de combustible MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 20 tonnes de combustible URE (Uranium de Retraitement Enrichi).

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (« La loi du 28 juin 2006 »).

EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires et/ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF assure les opérations du cœur du cycle et acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U₃O₈), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoruration, enrichissement et fabrication). EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières qu'il utilise durant toutes les étapes suivantes.

Suite à un récent débat médiatique portant sur l'enrichissement d'uranium recyclable d'EDF en Russie, le Gouvernement et le Parlement français ont saisi au mois d'octobre 2009 le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) pour qu'il entende les différentes parties prenantes (Pouvoirs Publics, ASN, industriels, associations, etc.), étudie le dossier et émette des recommandations destinées à améliorer l'information du public sur le cycle du combustible nucléaire et les déchets radioactifs.

En réponse à un questionnaire de l'HCTISN, EDF a communiqué un rapport exhaustif présentant le cycle du combustible nucléaire d'EDF, explicitant la différence entre déchets radioactifs et matières nucléaires et précisant les principes mis en œuvre pour assurer la sécurité d'approvisionnement (stocks, diversification). Les autres parties prenantes ont également communiqué des éléments. L'ensemble du dossier est disponible sur le site internet de l'HCTISN.

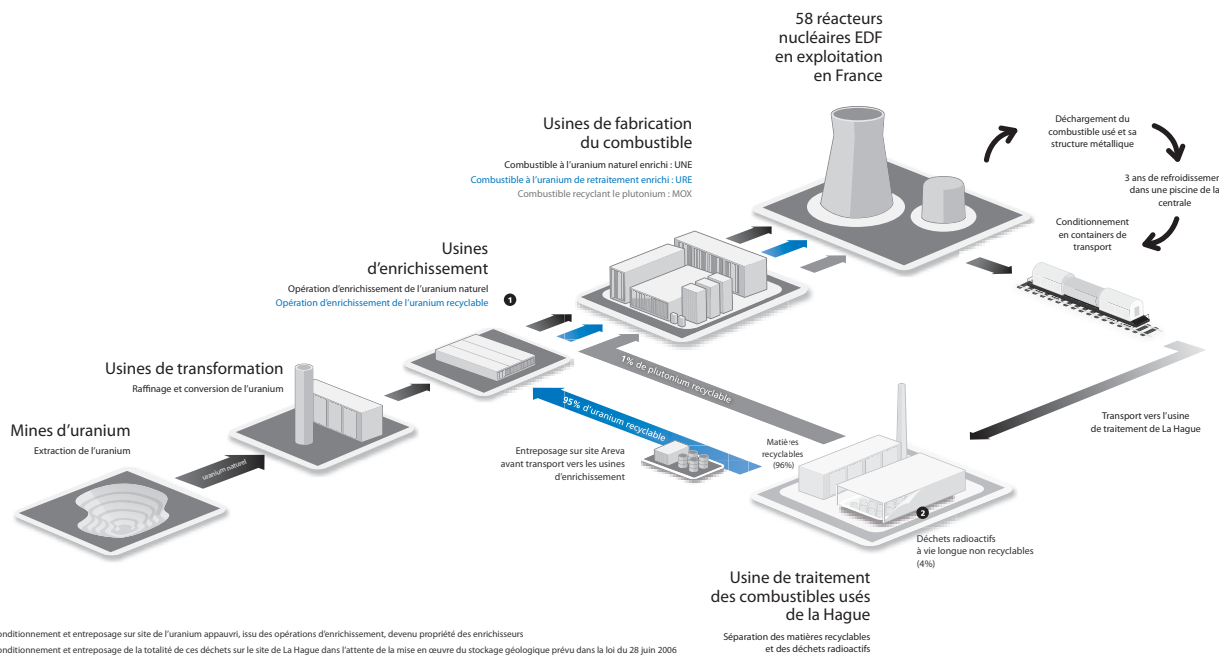
Le rapport d'EDF rappelle trois principes fondamentaux gouvernant la gestion

par EDF du cycle du combustible et des déchets radioactifs :

- la sécurité d’approvisionnement des réacteurs EDF en combustible nucléaire requiert un accès, diversifié à l’échelle mondiale, à l’uranium et aux services de transformation associés ;
- les transports de matières nucléaires sont organisés selon les réglementations internationales ; les imports/exports en France sont autorisés et tracés par les Pouvoirs Publics ;
- les déchets radioactifs d’EDF restent en France, où ils sont traités et

entreposés dans des installations industrielles garantissant durablement la protection de l’homme et de l’environnement, dans l’attente d’une solution de gestion nationale définitive (pour les déchets à vie longue), ou bien où ils sont d’ores et déjà stockés (pour les déchets à vie courte).

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes de ce cycle¹:



A. L'amont

Afin d’assurer la continuité et la sécurité d’approvisionnement de ses réacteurs, EDF conserve la maîtrise globale de l’ensemble des opérations du cycle à chaque étape, et gère, dans une perspective de long terme, un portefeuille de contrats.

Par la constitution de stocks aux différentes étapes de l’amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin), EDF cherche à éviter d’avoir recours au marché de court terme en cas d’aléas de production dans les mines ou les usines du cycle. Ces stocks apportent des garanties en termes de sécurité d’approvisionnement et de prix, sur des marchés de matières et services de l’amont caractérisés par de fortes variations.

Dans le cadre de l’intégration du Groupe, il a été décidé en 2009 de mutualiser, à partir du 31 mars 2010, les approvisionnements en uranium et en services associés (conversion, enrichissement) pour EDF et British Energy.

L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d’EDF est assurée à long terme par des contrats d’une durée de 7 à 15 ans déjà signés ou par des engagements réciproques devant être confirmés à terme par des contrats définitifs (options garantissant l’accès pour la fin de période de couverture des besoins à des volumes sous conditions de négociations de

1 En ce qui concerne le stockage profond des déchets de haute activité à vie longue, voir section « B. L’aval – Le stockage des déchets ultimes conditionnés » figurant ci-dessous.

prix). Cette politique d’achat a pour objectif premier de garantir la sécurité des approvisionnements d’EDF à long terme et contribue également à la couverture partielle du risque prix.

Une part importante des approvisionnements est assurée par AREVA à partir de diverses sources géographiques. Depuis 2004, EDF met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs permettant de renforcer les approvisionnements en provenance des zones géographiques à fort potentiel (en particulier l’Australie, le Kazakhstan et le Canada).

Les formules d’indexation des contrats du portefeuille d’approvisionnement en uranium naturel comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché) et sont parfois limitées par des prix planchers et plafonds. De ce fait, les effets des variations à la hausse des prix de marché de l’uranium naturel sur les coûts d’approvisionnement sont atténués et lissés dans le temps, tout en permettant de bénéficier des baisses éventuelles.

La fluoration (ou conversion)

Le poids financier de l’étape de fluoration est faible dans le coût du combustible.

Une part importante des besoins d’EDF est assurée par l’usine Comurhex du groupe AREVA, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, Cameco au Canada et au Royaume-Uni, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

Les contrats conclus par EDF en 2007 et 2008 permettent de renforcer la couverture des besoins d’EDF en services de fluoration pour une dizaine d’années.

L'enrichissement de l'uranium naturel en Uranium 235

Une part significative des services d'Enrichissement achetés par EDF provient jusqu'à présent de l'usine Eurodif (groupe AREVA) qui utilise la technologie dite de la diffusion gazeuse. Le groupe AREVA a décidé de remplacer l'usine actuelle Georges Besse I par une nouvelle installation (Georges Besse II) qui utilisera la technologie de l'ultracentrifugation, peu consommatrice d'électricité. AREVA a annoncé en décembre 2009 la mise en rotation de la première cascade de centrifugeuses dans l'usine Georges Besse II.

EDF et AREVA ont prolongé en 2007 leur relation contractuelle relative à l'utilisation de Georges Besse I jusqu'en 2010 et ont conclu en 2008 un contrat de long terme qui définit les conditions dans lesquelles EDF enlèvera une partie de la production future de Georges Besse II à compter de l'année 2013. Parallèlement, pour améliorer au plus tôt la compétitivité de son approvisionnement par le recours à une part plus grande des services d'enrichissement par ultracentrifugation, EDF s'est assuré, à partir de 2006, d'une couverture significative de ses besoins auprès des autres enrichisseurs du marché : Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas), Tenex (Russie) et USEC (États-Unis d'Amérique).

Ainsi, la couverture des besoins du parc d'EDF en services d'Enrichissement s'est renforcée pour atteindre l'horizon post-2020, sur la base de contrats à prix majoritairement fixes, décroissants en monnaie constante.

La filière uranium de retraitement enrichi - URE

Cette filière permet de recycler l'uranium issu du traitement du combustible usé, qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. Les recharges fournies par cette filière sont chargées sur les tranches de la centrale de Cruas.

La quantité annuelle d'uranium de retraitement non utilisée immédiatement est stockée sous forme stable de façon à pouvoir être utilisée ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fabricants d'assemblages de combustible — AREVA NP et Westinghouse — ont été renouvelés début 2007 pour la période 2008-2012 pour l'ensemble des besoins et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec AREVA NP en mars 2007 assure la part prépondérante des besoins d'EDF. Il inclut la fabrication d'assemblages MOX et URE.

Le renforcement de la compétitivité par l'amélioration du rendement énergétique des combustibles

EDF a mis en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers, avec l'objectif d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

B. L'aval

EDF assume sa responsabilité concernant le devenir et le traitement de ses combustibles usés et des déchets associés. AREVA est en charge du traitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, est en charge des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes.

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles à l'uranium usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme

de combustible MOX. Sur les 1 200 tonnes de combustibles déchargés annuellement des réacteurs, les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX. Les capacités de recyclage actuelles conduisent à traiter environ 850 tonnes de combustibles usés par an jusqu'en 2009, quantités qui vont s'accroître dans les années à venir grâce à la possibilité de recyclage supplémentaire apporté par l'utilisation du combustible MOX dans les réacteurs 5 et 6 de la centrale nucléaire de Gravelines.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans des piscines de refroidissement sous eau, dans des conditions reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. À l'issue d'une période de 15 ans environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO₂ usés sont traités à l'usine AREVA de La Hague afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées, pour la période 2008-2040, dans un accord-cadre signé le 19 décembre 2008, qui fait suite au protocole de 2001.

Il concerne :

- le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague et leur entreposage ;
- la séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité et leur conditionnement ;
- le conditionnement des déchets radioactifs extraits du combustible usé ;
- l'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage ;
- le recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX ;
- les différentes étapes du recyclage de l'uranium issu du traitement sous forme de combustible URE (voir « La filière uranium de retraitement enrichi – URE » ci-avant) ;
- la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixe le montant d'une soulte libératoire à verser par EDF à AREVA.

Sur la période 2008-2012, l'accord fixe les prix et les quantités des prestations mises à la charge d'AREVA par EDF. Il prévoit dans ce cadre un accroissement des quantités annuelles de combustibles usés traités et de combustible MOX à respectivement 1 050 tonnes et 120 tonnes entre 2010 et 2012. Les conditions d'application de l'accord du 19 décembre 2008 ont été précisées dans un accord signé par EDF et AREVA le 5 février 2010. La déclinaison de cet accord en un contrat d'application sur la période 2008-2012 est en cours.

Le stockage des déchets ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (haute activité) aux déchets TFA (très faible activité) en passant par les déchets FA et MA (faible et moyenne activité). Ils sont dits à vie longue lorsque leur période d'activité dépasse 30 ans, à vie courte dans le cas contraire.

• Déchets de haute activité à vie longue (« HAVL »)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL qui assure un conditionnement de très haute qualité, sous un volume réduit, entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. L'ensemble

des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales uranium naturel graphite gaz («UNGG») et à 40 années d'exploitation du parc REP actuel, représentera un volume d'environ 6 700 m³.

En s'appuyant sur les acquis des travaux et recherches menés dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991, la loi du 28 juin 2006 définit un programme de gestion à long terme pour les déchets de haute activité à vie longue, en retenant, dans son plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, le stockage géologique comme solution de référence : « [...] Après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde ». La loi précise notamment que : « Pour assurer [...] la gestion des déchets radioactifs à vie longue de haute ou moyenne activité, les recherches et études relatives à ces déchets sont poursuivies [...] et notamment le stockage réversible en couche géologique profonde [...] en vue de choisir un site et de concevoir un centre de stockage, de sorte que la demande de son autorisation [...] puisse être instruite en 2015 et, sous réserve de cette autorisation, le centre mis en exploitation en 2025 » (pour plus de précisions concernant la loi du 28 juin 2006, voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous).

• Déchets de moyenne activité à vie longue (« MAVL »)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL, à vie longue, mais de moindre activité que les déchets HAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. D'autres déchets MAVL sont produits par la recherche ou l'industrie du cycle du combustible. Le volume total, pour la part EDF, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz et ceux issus des 40 années de référence d'exploitation du parc REP actuel, représentera environ 37 000 m³. Contrairement aux déchets HAVL, ils ne dégagent pas de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, puisqu'ils ne nécessitent pas un entreposage long pour refroidissement avant stockage.

De même que les déchets HAVL, les déchets MAVL sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente des décisions sur le stockage en couches géologiques profondes qui seront à prendre dans le cadre de la loi du 28 juin 2006.

• Déchets de faible activité à vie longue (« FAVL »)

Les déchets de faible activité à vie longue (« FAVL ») proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés). Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants (cf. ci-après), mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets M-HAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface, actuellement à l'étude (voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, sûreté, radioprotection — A. Le respect de l'environnement ») ci-dessus), et l'ANDRA a lancé en 2008 une recherche de sites (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires » — « 1. La déconstruction des centrales de 1ère génération arrêtées ») ci-dessous).

• Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et très faible activité (« FMA » et « TFA »)

Les déchets FMA à vie courte (« FMA-VC ») proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.). Ils sont stockés en surface au Centre de Stockage de Soulaire, géré par l'ANDRA, conçu pour les déchets de Faible et Moyenne Activité.

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est du même ordre de grandeur que la radioactivité naturelle. Provenant principalement de la déconstruction des installations nucléaires, ce sont surtout des gravats (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ces déchets sont stockés en surface au Centre de stockage de Morvilliers géré par l'ANDRA.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue, chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir note 35.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009), qui couvrent la gestion des combustibles usés (y compris le combustible engagé en réacteur et non encore irradié) et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Pour évaluer les coûts de gestion future des déchets de moyenne et haute activité à vie longue issus du traitement des combustibles usés, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond des déchets, en conformité avec la loi du 28 juin 2006 qui a défini comme solution de référence le stockage de ces déchets en couche géologique profonde.

Pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL), issus de la déconstruction des centrales UNGG arrêtées, les provisions sont établies par EDF, à partir des calendriers prévisionnels de production de ces déchets et des hypothèses de coûts relatives aux modalités de stockage définies par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (FMA et TFA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA, pour l'exploitation des centres de stockage existants. Les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, seules les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2009 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007.

6.2.1.1.3.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte d'épuisement des ressources fossiles ; en effet, les réserves mondiales prouvées d'énergies fossiles sont limitées, sur la base de la consommation actuelle, à environ 40 ans pour le pétrole, 60 ans pour le gaz naturel et 144 ans pour le charbon (AIE — *World Energy Outlook 2008*). Selon des sources concordantes (AEN — Agence pour l'énergie nucléaire), les réserves d'uranium estimées se montent à une centaine d'années au niveau de production nucléaire actuel. Le développement de réacteurs de nouvelle génération (dits de 4^e génération, voir ci-après) permettrait de diviser de façon significative la consommation d'uranium naturel et de porter le niveau de ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années. Par ailleurs, la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire présente l'avantage d'émettre très peu de gaz à effet de serre.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (la « LPOPE ») (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)), a prévu l'engagement rapide d'un réacteur EPR en France, confirmant le maintien de l'option nucléaire. Pour EDF, la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur trois axes stratégiques :

- l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ;
- la construction d'une première tranche EPR à Flamanville et le lancement d'une deuxième tranche EPR à Penly (si le projet est confirmé à l'issue du débat public organisé en 2010) ;

- l'augmentation de la capacité de production du parc existant, avec la mise à l'étude d'une augmentation de puissance des 20 tranches 1 300 MW. Cela pourrait conduire, progressivement à partir de 2017, à une augmentation totale du productible comprise entre 8 et 15 TWh.

A. Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

Dans le cadre des études associées aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN sera complétée ultérieurement par une position réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite Décennale.

En 2009, la tranche de Tricastin 1 a été la première tranche du palier 900 MW à réaliser sa troisième Visite Décennale. Fin août, l'ASN a autorisé son redémarrage. La tranche de Fessenheim 1 a également réalisé sa troisième Visite Décennale d'octobre 2009 à mars 2010. À l'issue de cette Visite Décennale, l'ASN a autorisé le redémarrage de la tranche. EDF a ensuite six mois après le redémarrage des tranches pour remettre à l'ASN le rapport de réexamen décennal, sur la base duquel l'ASN fondera sa décision quant à la durée de fonctionnement du réacteur.

EDF a pour objectif d'allonger significativement la durée de fonctionnement de son parc au-delà de 40 ans, en cohérence avec la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue (États-Unis, Japon, Suède, Suisse, etc.). À cette fin, EDF a engagé des plans d'action industriels et de Recherche & Développement. Des solutions sont étudiées pour faire face à l'obsolescence de certains composants (notamment pour la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables) et pour renouveler certains gros équipements.

Par ailleurs, la loi TSN (Transparence et Sécurité Nucléaire) de 2006 impose, tous les 10 ans, de réexaminer le niveau de sûreté des installations au regard des meilleures pratiques internationales (« référentiel de sûreté »).

En 2009, EDF a transmis à l'ASN les améliorations de sûreté qu'elle envisageait pour un fonctionnement du parc au-delà de 40 ans. Les investissements correspondants sont estimés à au moins 400 millions d'euros 2008 par tranche en moyenne, s'étalant sur une vingtaine d'années à partir de la prochaine décennie. L'ASN prévoit de faire examiner ces améliorations début 2011 par le Groupe Permanent d'Experts, composé d'experts mandatés par l'ASN.

11 tranches nucléaires auront 40 ans de durée de fonctionnement entre 2015 et 2020. L'arrêt de ces tranches impliquerait des investissements majeurs dans de nouvelles tranches nucléaires. Un allongement de 10 à 20 ans de la durée de fonctionnement du parc nucléaire actuel permettrait donc :

- de repousser les flux financiers associés aux décisions d'investissement dans ces centrales neuves au-delà de 2025 ; et
- de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves, ce qui présente un intérêt industriel.

B. Le European Pressurized water Reactor (« EPR ») et les enjeux associés

1. EPR : un enjeu industriel majeur

Dans l'attente de la mise au point industrielle des réacteurs de nouvelle génération (4^e génération : réacteurs rapides à sodium, réacteurs à haute température à gaz, réacteurs rapides refroidis au gaz ou au plomb bismuth, etc.) qui n'apparaîtront pas de façon industrielle sur le marché avant les années 2040-2045, la plupart des grands pays ou constructeurs nucléaires mettent

au point des réacteurs de génération intermédiaire (générations 3 et 3+) qui constituent une amélioration (en matière de coût et de sûreté) par rapport aux réacteurs actuels et qui seront disponibles sur le marché à plus court terme, tels que l'AP1000 de Westinghouse, l'ESBWR de General Electric et l'EPR.

EDF a fait le choix de s'appuyer sur la technologie EPR pour préparer l'avenir de la production d'électricité d'origine nucléaire. Ce réacteur est issu de l'expérience conjointe de l'exploitation des deux plus grands parcs nucléaires européens — les parcs français et allemand — et son référentiel de sûreté a été examiné par les autorités de sûreté allemande et française.

Dans le contexte de renouvellement du parc de production européen, EDF souhaite conserver l'avance technologique qu'il a su bâtir dans les années 1970 et 1980, avec le développement d'un parc nucléaire standardisé et industriellement maîtrisé.

Le projet de Flamanville 3 permet à EDF d'être prêt au plan industriel pour la construction de nouveaux réacteurs en France et à l'étranger, en cohérence avec sa stratégie de développement du nucléaire à l'international (voir section 6.1 (« Stratégie »)) :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'ASN ;
- en disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en acquérant une expérience de construction suffisante d'une première tranche de technologie EPR, avant de mettre en chantier de nouvelles tranches.

2. Le projet industriel « EPR »

L'EPR est un réacteur d'environ 1 600 MW développé depuis le début des années 90 par AREVA NP (groupe AREVA 66 % et Siemens 34 %) en partenariat avec EDF et les électriciens allemands qui ont participé au financement du développement et ont apporté le savoir-faire technique résultant de l'exploitation de leur parc nucléaire.

L'EPR appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Déjà analysé par les autorités de sûreté, il bénéficie des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

L'ampleur du projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de :

- sûreté ;
- protection de l'environnement ;
- performances techniques et économiques ;
- organisation optimisée de la maîtrise d'œuvre de cette tranche nucléaire.

La sûreté. Le développement du nouveau type de réacteur EPR est l'occasion pour EDF de renforcer encore la sûreté de son parc nucléaire en réduisant encore plus la probabilité d'occurrence d'un accident grave et en limitant encore plus les conséquences potentielles. Ces enjeux de sûreté ont été retenus dès la conception du réacteur.

La protection de l'environnement. Le projet EPR s'inscrit dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel dans une logique de progrès continu bénéficiant du retour d'Expérience.

Objectifs environnementaux, techniques et économiques. Par rapport aux tranches actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectifs principaux de :

- réduire le volume de déchets et de rejets radioactifs ;
- viser, au niveau de la radioprotection, une dose annuelle collective

deux fois moins importante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France ;

- augmenter la disponibilité à 91 % grâce à certains principes de conception issus des réacteurs allemands qui permettent le fonctionnement des tranches tout en effectuant des opérations de maintenance ; et
- disposer d'une durée de fonctionnement technique de 60 ans.

L'EPR devrait en outre permettre de réaliser des économies sur les dépenses d'exploitation par kW et par kWh, grâce à ses performances techniques et à l'effet de taille constaté aujourd'hui entre les paliers REP 900 et REP 1 300.

Une ingénierie « Architecte-ensemblier ». Pour la réalisation des tranches EPR en France, EDF souhaite conserver la maîtrise directe :

- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développement ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'ASN ;
- de l'intégration directe du retour d'Expérience d'exploitation.

Cette maîtrise est indissociable du rôle d'architecte ensemblier qui correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation ou de la déconstruction de ses actifs de production, et s'appuie sur ses compétences internes d'ingénierie.

La compétence d'ingénierie intégrée au groupe EDF est par ailleurs un atout important pour la maîtrise, dans la durée, des performances et de la sûreté de ses actifs de production nucléaire, hydraulique et thermique.

3. État d'avancement du projet Flamanville 3

Phase de lancement. En octobre 2004, le conseil d'administration d'EDF a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France à Flamanville.

Un débat public a été organisé et animé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet de construction d'une tête de série EPR.

Le décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire Flamanville 3 a été délivré le 10 avril 2007 et publié le lendemain au Journal Officiel. Le permis de construire principal a été délivré le 24 avril 2007.

Plusieurs recours ont été exercés par des associations contre certaines autorisations administratives, tous ont été rejetés par le juge administratif.

Études de réalisation. Les études de conception sont terminées. Les études de réalisation se poursuivent afin d'assurer le bon déroulement de la construction sur site et les instructions nécessaires au futur démarrage de l'installation.

Dans le cadre du processus d'instruction pour la mise en service du réacteur de Flamanville 3, l'ASN a fait part de ses demandes concernant le contrôle commande de l'EPR, dans un courrier daté du 15 octobre 2009 repris dans un communiqué de presse daté du 2 novembre 2009, publié conjointement avec l'autorité de sûreté nucléaire britannique (HSE/ND) et l'autorité de sûreté nucléaire finlandaise (STUK). Le contrôle commande de l'EPR comprend, pour garantir la sûreté, deux systèmes indépendants et complémentaires permettant d'assurer le pilotage du réacteur en toute circonstance. L'ASN souligne dans son courrier du 15 octobre que la « *diversité technologique des deux systèmes de commande, élément important de robustesse de l'architecture, est satisfaisante* ». Il est, en revanche, demandé à EDF d'approfondir l'analyse de sûreté de certains éléments du deuxième système et d'examiner des solutions différentes. EDF s'est engagé à apporter à l'ASN toutes les réponses attendues dans les délais demandés et en particulier à réaliser la démonstration nécessaire concernant le deuxième système de pilotage du contrôle commande. Cet approfondissement des analyses techniques n'a pas d'impact sur le chantier de Flamanville 3 dans

sa phase actuelle de réalisation du génie civil.

Contrats de fourniture et de travaux. À fin 2009, EDF a attribué environ 150 contrats, représentant près de 99 % du montant total. Les 6 contrats les plus importants (chaudière, salle des machines, génie civil, contrôle commande, tuyauterie, installation électrique) représentent environ 70 % du budget du projet. L'ensemble des principaux contrats, à l'exception du contrat chaudière conclu avec AREVA, a été attribué à la suite d'appels d'offres internationaux.

Travaux sur site. Après une phase de travaux préparatoires commencée à l'été 2006, la construction du réacteur Flamanville 3 de type EPR est engagée depuis le mois de septembre 2007.

Au cours de l'année 2009, les opérations suivantes ont été réalisées :

- pour le bâtiment réacteur : la fin du bétonnage du radier des structures internes, la pose de la partie inférieure de la peau métallique d'étanchéité de l'enceinte interne de confinement (couramment appelée « *liner* ») et le début de l'élévation de sa partie verticale, la poursuite des opérations de ferrailage et de bétonnage des enceintes interne et externe ;
- pour la station de pompage : la pose des tuyauteries du circuit d'eau brute secourue est en cours de finalisation et le bétonnage d'une grande partie des radiers est finalisé ;
- pour la salle des machines : le montage de la charpente de la salle des machines et l'installation des ponts de manutention des composants ;
- pour les autres ouvrages (bâtiments d'entreposage du combustible, des auxiliaires de sauvegarde, des moteurs diesels de secours, etc.) : la poursuite des opérations de ferrailage et de bétonnage avec l'élévation des premiers niveaux de ces bâtiments, la pose des premiers équipements sur les bâtiments diesels, et la réalisation des premières activités de montage électrique d'équipements non classés pour la sûreté ;
- pour l'ouvrage de rejet en mer : le début du creusement de la galerie de rejets au moyen d'un tunnelier.

Le démarrage de Flamanville 3 est prévu en 2012 pour une première production électrique commercialisable en 2013.

Coût et compétitivité de l'EPR. Le coût de construction du réacteur EPR à Flamanville 3 a été évalué en 2008 à 4 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2008. En 2008, EDF a estimé le coût complet de production¹ de Flamanville 3 à 54 euros/MWh (en euros 2008). Par ailleurs, EDF estime, sur la base d'hypothèses à moyen terme basses sur le coût des combustibles et du CO₂, que le coût de production pour une nouvelle installation de type cycle combiné à gaz fonctionnant en base est à minima de 68 euros/MWh (en euros 2008) et pour une centrale thermique au charbon de 70 euros/MWh (en euros 2008). EDF estime donc que l'EPR de Flamanville 3 devrait rester compétitif par rapport aux moyens de production thermiques alternatifs, pour une fourniture en base.

Partenariat industriel conclu avec Enel. Au titre d'un accord de coopération signé le 30 novembre 2007, EDF et Enel ont défini les conditions d'un partenariat industriel sur le nucléaire :

- Enel participe financièrement au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction et d'exploitation, ainsi que des coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires ;
- Enel reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3 sur la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport RTE-EDF Transport ;
- EDF est l'exploitant nucléaire de Flamanville 3, assume en conséquence

¹ Somme actualisée des charges prévisionnelles exprimées en euros constants par MWh, incluant les coûts de construction, les intérêts intercalaires, les frais de déconstruction, les coûts d'exploitation et de maintenance, les taxes et les coûts des combustibles y compris les charges relatives à l'aval du cycle.

la responsabilité ultime nucléaire et prend, *in fine*, toutes les décisions ;

- Enel a la possibilité de détacher des ingénieurs au sein des équipes en charge du projet puis des équipes d'exploitation de Flamanville 3 dans le but d'acquiescer les compétences nucléaires souhaitées par Enel.

Enel dispose d'options pour investir dans les cinq tranches EPR suivantes éventuellement réalisées en France par EDF, dans les mêmes conditions que pour la tête de série de Flamanville.

Pour pouvoir exercer ces options, Enel devra proposer à EDF de participer, dans les mêmes conditions, aux projets nucléaires de technologie EPR susceptibles d'être engagés en Italie ou en Europe ou, à défaut, dans d'autres projets d'investissement de même nature.

Pour plus d'informations concernant la relance de la production d'énergie nucléaire en Italie, voir section 6.3.1.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie ») ci-dessous.

4. État d'avancement du projet Penly3

Le 30 janvier 2009, le Président de la République française a confirmé la construction sur le site de Penly, en Seine-Maritime, d'un deuxième réacteur nucléaire de type EPR, dont la réalisation sera assurée par EDF. Le 1^{er} avril 2009, le conseil d'administration d'EDF a donné son accord pour engager le processus devant aboutir à la construction de cette tranche nucléaire de type EPR. EDF réalisera cet équipement dans le cadre d'une société de projet. EDF détiendra en propre 50 % du capital de cette société de projet, plus une action ; GDF SUEZ et Total seront associés à l'opération, avec 33,33 % des parts de la société de projet, plus une action, pour l'ensemble des deux opérateurs. EDF a aussi entamé des discussions avec d'autres énergéticiens pour les associer dans la limite des 16,66 % restants ; il s'agit en particulier d'Enel, avec qui EDF a noué un accord de coopération dans des projets nucléaires en Italie et en France, et qui est déjà présent dans le projet EPR de Flamanville 3, ainsi que d'E.ON, deuxième opérateur nucléaire en Europe, qui avait été, aux côtés d'EDF, l'un des commanditaires des études préliminaires de l'EPR dans les années 1990.

EDF a saisi la Commission Nationale du Débat Public le 29 mai 2009 et la Commission Particulière en charge de ce débat a été constituée le 2 septembre. Le débat public est engagé à compter du 24 mars 2010.

EDF a estimé en 2008 qu'en fonction de la tension sur le marché des équipements, le coût complet de production d'un deuxième EPR serait compris entre 55 et 60 euros/MWh (en euros 2008). EDF considère que le nucléaire s'inscrit ainsi durablement comme un moyen de production compétitif.

6.2.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume l'entière responsabilité, financière et technique, de la déconstruction de ses centrales. Pour EDF, les enjeux sont de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) :

- Niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors service, accès limité ;
- Niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement – confinement – mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;

- Niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs, la surveillance n'est plus nécessaire. À l'issue de ces opérations, le site peut être réutilisé pour un usage industriel.

En pratique, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées à la suite l'une de l'autre sur une durée de l'ordre de 10 ans après l'arrêt de production du réacteur. Une période d'attente entre la fin des opérations conduisant au niveau 2 et le début de celles conduisant au niveau 3 est possible pour permettre la décroissance radioactive des matériaux irradiés. Cette période d'attente est de durée variable, en fonction des intérêts comparés entre la décroissance radioactive et la durée de surveillance des installations, et peut dépendre de la réutilisation envisagée pour le site. À l'issue de cette période d'attente, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans.

1. La déconstruction des centrales de 1^{ère} génération arrêtées

Concernant les centrales à l'arrêt (un REP : Chooz A, un réacteur à eau lourde : Brennilis, un réacteur à neutrons rapides : Creys-Malville et six réacteurs de la filière UNGG à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement d'ici environ 2035, suite au décalage de la date de mise en service du stockage graphite par l'ANDRA. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils resteront placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Concernant les autres centrales REP, certaines options de déconstruction, relatives notamment au calendrier, n'ont pas à ce jour été définitivement décidées.

Dans le cadre de son rôle de propriétaire responsable/maître d'ouvrage, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

Le cadre réglementaire de la déconstruction a été établi et le processus d'autorisation est finalisé depuis 2003. Il se caractérise, pour un site donné, par :

- un décret d'autorisation unique, après avis de l'ASN, permettant la déconstruction totale ;
- des rendez-vous clés avec l'ASN intégrés dans un référentiel de sûreté ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé (voir section 6.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Le décret de déconstruction de Bugey 1 est paru au *Journal Officiel* le 20 novembre 2008. Un recours contre ce décret a été déposé par une association. Ce recours est actuellement en cours de traitement (voir section 20.5 « Procédures judiciaires et arbitrages »).

Par une convention signée en décembre 2008, EDF et le CEA ont rationalisé leurs rôles respectifs concernant les sites de Brennilis et de Phénix. EDF et le CEA sont devenus, par cet accord, entièrement responsables à la fois au plan technique et au plan financier sur, respectivement, les sites de Brennilis et de Phénix, ce qui clarifie la conduite opérationnelle des projets.

Concernant la centrale de Brennilis, EDF a déposé auprès de l'ASN un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction fin juillet 2008. Ce nouveau dépôt fait suite à la décision du Conseil d'État du 6 juin 2007 d'annuler le décret autorisant EDF à procéder à la déconstruction totale du réacteur. Cette annulation a été motivée par l'absence de mise à disposition du public, avant parution du décret, d'une étude d'impact des travaux de déconstruction de la centrale. Suite à cette décision, EDF avait pris dès 2007 les dispositions nécessaires afin de garantir la mise en sécurité des installations pendant l'interruption des travaux de déconstruction. L'enquête publique s'est déroulée du 27 octobre au 11 décembre 2009. La commission d'enquête a donné un avis défavorable au projet le 15 mars 2010.



La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF à l'arrêt produira environ 1 000 000 de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de gravats non radioactifs et aucun déchet de haute activité. Les 20 % restant correspondent à des déchets de très faible à moyenne activité, dont environ 2 % de déchets nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage graphite.

Ces filières d'évacuation des déchets sont en cours de mise en œuvre pour compléter celles qui existent déjà (TFA et FMA) :

- le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés qui a été lancé sur le site de Bugey. L'enquête publique réalisée à l'été 2006 a reçu un avis favorable. L'instruction technique par l'ASN est terminée. Le processus d'obtention du décret est en cours, suite au passage devant la Commission Consultative des Installations Nucléaires de Base et à l'avis favorable rendu par le collège des Commissaires le 28 septembre 2009. Le contrat pour la conception et la réalisation de l'installation a été notifié et les études d'APD (Avant-projet Détaillé) sont en cours d'achèvement. La mise en service est prévue en 2013 ;
- le Centre de Stockage des déchets FAVL est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. La recherche de sites engagée par l'ANDRA en 2008 n'a pas encore abouti. Le planning actuel de l'ANDRA prévoit une mise en service du stockage à l'horizon 2019¹.

2. Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations, la sécurité du site (voir note 35.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009). Les montants ainsi provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3. Depuis fin 2007, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application, la part correspondant à la gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la déconstruction a été regroupée avec l'ensemble des provisions concernant les déchets d'origine nucléaire. Les montants provisionnés au titre de la déconstruction ne concernent donc plus que les opérations industrielles proprement dites.

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées pour l'ensemble des 58 tranches en exploitation sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 286 euros (2009)/KW installé pour l'ensemble des opérations de déconstruction, hors gestion des déchets issus de la déconstruction (à comparer, à périmètre identique, à la valeur 2008 de 280 euros (2008)/KW)².

L'estimation détaillée des coûts de déconstruction réalisée en 1999 sur l'exemple représentatif du site de Dampierre a été réactualisée par EDF en 2009, pour tenir compte du retour d'expérience des opérations de déconstruction effectuées par EDF sur ses centrales de première génération et des opérations de déconstruction de niveau 3 menées par d'autres opérateurs, essentiellement américains. À l'occasion de cette mise à jour, il a été vérifié par une approche analytique :

- que le coût de déconstruction ramené au KW installé pour les 4 tranches 900 MW du site de Dampierre était bien extrapolable à l'ensemble du parc REP,

- et que les provisions constituées pour la déconstruction des 58 tranches en fonctionnement n'avaient pas lieu d'être révisées à la hausse ou à la baisse.

Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. EDF se situe environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % au-dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets TFA, FAVL et MAVL (retraitement et entreposage en Allemagne - stockage en France).

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont très différents les uns des autres et l'estimation des charges de déconstruction a été réalisée réacteur par réacteur.

Installations de tiers : La Hague (AREVA) et Phénix (CEA)

La responsabilité de la déconstruction des installations incombant à leur exploitant, EDF a souhaité se désengager financièrement de ces opérations.

L'accord-cadre EDF-AREVA signé fin 2008 précise le montant de la soulte libératoire à verser par EDF pour sa quote-part dans la déconstruction des installations de La Hague, opération dont le principe était acquis dès 2003 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») et note 35.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009). Un accord a été signé en juillet 2009 fixant les montants et les échéances des versements de la soulte.

De même, les accords conclus avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des deux parties, comme indiqué ci-dessus (voir note 35.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009).

6.2.1.1.3.7 Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Conformément à une décision du conseil d'administration d'EDF de juin 1999, des actifs dédiés ont été progressivement constitués par EDF à compter de l'exercice 2000 au moyen de dotations annuelles. Ils représentaient au 31 décembre 2009 une valeur de marché de 11 436 millions d'euros (voir note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009).

Conformément à la réglementation, les engagements d'EDF devant être couverts par les actifs dédiés concernent :

- la déconstruction des centrales nucléaires du parc REP en exploitation et des centrales à l'arrêt (10,7 milliards d'euros au 31 décembre 2009) (voir note 35.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009) ;
- l'évacuation et le stockage définitif des déchets (6,3 milliards d'euros au 31 décembre 2009, voir note 35.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009) ; conformément à l'arrêté du 21 mars 2007, ce montant couvre également la gestion à long terme des combustibles non recyclables dans le parc existant qui ne figurait que partiellement dans l'assiette initiale décidée par le conseil d'administration du 5 septembre 2005 et les déchets issus de la déconstruction des centrales nucléaires qui ont été dissociés du montant de la déconstruction elle-même, conformément aux attentes du législateur ;
- la gestion du combustible usé et le stockage des déchets relatifs à la partie non consommée du dernier cœur des centrales (0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2009).

1 Document « Un centre de stockage pour les déchets radioactifs de faible activité (FA-VL) », disponible sur le site Internet de l'ANDRA (www.andra.fr).

2 Le chiffre publié par EDF dans son Document de Référence 2008 de 306 euros/KW incluait la provision pour les déchets issus de la déconstruction.

Certaines provisions ont été exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer, car elles correspondent à des charges considérées comme relevant directement du cycle d'exploitation (arrêté du 21 mars 2007).

Il s'agit principalement de la provision pour gestion du combustible usé. Cette provision fait l'objet de dotations et de reprises chaque année et peut être assimilée à un élément du cycle d'exploitation, au même titre que d'autres éléments (stock de combustible par exemple).

Par ailleurs, la quote-part de la déconstruction des installations de tiers n'est pas incluse dans les actifs dédiés d'EDF, car ils doivent être constitués par l'exploitant de ces installations.

Enfin, la quote-part de la provision pour derniers cœurs correspondant à la non-utilisation du stock de combustible se trouvant dans le réacteur lors de son arrêt définitif d'un montant de 1,5 milliard d'euros au 31 décembre 2009, est par définition déjà financée, et n'est pas à inclure dans les engagements.

La dotation au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF au titre de l'exercice 2009 s'élève à 1 902 millions d'euros (voir note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009). Le conseil d'administration d'EDF du 5 septembre 2005 avait décidé d'effectuer, sur la période 2007-2010, un versement de 2,35 milliards d'euros (exprimés en euros 2005) pour chacune des quatre années composant cette période. La prise en compte du nouveau périmètre défini par les textes réglementaires publiés en 2007 en application de la loi du 28 juin 2006 ayant majoré le montant de l'assiette de 0,9 milliard d'euros, la dotation annuelle au portefeuille d'actifs dédiés pour la période 2008-2010 a été réévaluée en mai 2008 à 2,78 milliards d'euros (exprimés en euros 2008). Compte tenu des conditions des marchés financiers en 2008, EDF avait décidé de suspendre les dotations au portefeuille d'actifs dédiés en septembre 2008. Ces dotations ont repris en juillet 2009 et le programme des dotations futures a été ajusté de manière à respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille au plus tard à fin juin 2011.

6.2.1.1.4 PRODUCTION HYDRAULIQUE

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté, en 2009, 9,4 % de sa production totale d'électricité.

6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 447 centrales :

- environ 10 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 50 % de la production totale ;
- environ 55 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 10 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est d'environ 60 ans et plus d'un tiers des installations ont plus de 75 ans.

Les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors DOM et Corse), soit 21 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire pour une hydraulité moyenne) annuelle d'environ 45 TWh, contribuant à placer la France au rang de premier producteur d'électricité renouvelable de l'Union européenne.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements qui sont capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en « Base » ou en « Pointe », et qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation :

- les aménagements au « Fil de l'eau », comme sur le Rhin, ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment. Ils représentent une puissance totale de 3,6 GW et un productible de 17,7 TWh ;
- EDF dispose d'une usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de cette manière de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 500 GWh ;
- les éclusées font intervenir une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande. Elles représentent une puissance totale de 3,1 GW et un productible de 9,1 TWh ;
- les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) se composent d'un bassin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée du bassin aval vers le bassin amont en période de faible consommation, de manière à constituer un stock, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « Turbinée » du bassin amont vers le bassin aval). Elles représentent une puissance totale de 4,3 GW qui a permis ces dernières années d'une part le pompage d'environ 7 TWh et le turbinage d'environ 5 TWh, et d'autre part, une production moyenne de 1,1 TWh, grâce aux apports naturels d'eau dans le bassin supérieur de certaines STEP ;
- les aménagements de « Lacs » situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) représentent une puissance totale de 8,8 GW et un productible de 16,1 TWh. Ils sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, sur certaines périodes remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique. Pour assurer l'équilibre et l'optimisation de son portefeuille d'actifs amont/aval en France, EDF dispose ainsi, par l'intermédiaire de leur capacité de stockage, d'une valeur optionnelle sur une trentaine d'installations de « Lacs » significatives.

6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est l'ensemble des dispositions prises lors de la conception et de la gestion des aménagements hydroélectriques et a pour objectif de maîtriser les risques que la présence ou le fonctionnement des aménagements hydrauliques créent pour les personnes, les biens et l'environnement (voir section 4.1.2.2 (« Gestion du risque de sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des variations de niveaux ou de débits à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« Plan Particulier d'Intervention ») mise en œuvre par le Préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulières de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur la santé de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

Enfin, pour chacun des 150 grands barrages, un check-up complet est réalisé tous les dix ans, assorti d'une vidange ou d'une inspection de la structure avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DRIRE et STEEG – Service Technique de l'Énergie Électrique et des Grands Barrages, au sein du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer). En 2009, EDF a réalisé 18 examens techniques complets sur ces ouvrages.

La sûreté hydraulique est une priorité absolue dans le domaine de la production hydraulique, à l'origine d'une évolution en profondeur des pratiques et des politiques d'exploitation au cours des dernières années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

6.2.1.1.4.3 La performance du parc de production hydraulique

Un parc fortement automatisé

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les 100 centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent plus de 15 000 MW et plus de 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis 4 centres de conduite capables de modifier leur programme de fonctionnement à tout instant pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Performances techniques du parc

Sujette aux aléas de la ressource en eau, la production hydraulique varie suivant les années. L'année 2009 a été une année où l'hydraulicité a été inférieure à la normale, notamment au deuxième semestre. La production d'électricité d'origine hydraulique (hors déduction de 6,8 TWh de consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage) a été de 41,9 TWh.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel la centrale est disponible à pleine puissance, s'est établie en moyenne à environ 91 % entre 2004 et 2008. En 2009, cette disponibilité a été de 86,7 %, en raison de travaux de maintenance programmée (prévus pour améliorer dans la durée le fonctionnement du parc) plus importants que les années précédentes. Pour l'année 2009, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 11,7 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 1,6 % de prolongements de travaux et d'avaries (indisponibilité fortuite). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par les centrales, est supérieur à 99 % depuis plusieurs années, dans un contexte d'augmentation significative de la sollicitation des ouvrages de production hydraulique.

Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuilières en Dordogne, etc.), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages pour un montant global de 560 millions d'euros sur la période 2007-2011 afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques de son parc dans la durée.

Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique « SuperHydro » d'une durée de 5 ans entraî-

nera, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus conséquentes que celles enregistrées ces dernières années.

Le programme a démarré en 2007 et son avancement est conforme aux prévisions. La priorité est de permettre le redémarrage des principales installations qui étaient en 2007 à l'arrêt (Tuilières et Pragnères) et de consolider les performances techniques du parc. Le barrage de Tuilières a ainsi fait l'objet d'une réhabilitation et sa production (de l'ordre de 120 GWh en moyenne par an) a pu redémarrer en mai 2009. Le taux de réalisation du programme à fin 2009 est d'environ 50 %. Les réalisations du programme n'ont pas impacté le taux de réponse à la sollicitation du parc hydraulique.

Au-delà de la période de mise en œuvre de « SuperHydro », EDF se fixe pour objectif d'obtenir un taux de disponibilité supérieur à 92 %.

6.2.1.1.4.4 Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants :

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre :

- de concessions accordées par le Premier Ministre, pour les ouvrages de plus de 100 MW ou par le préfet, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW ;
- d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydro-électriques en France.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 50 ans. Le renouvellement des titres est l'occasion d'une évolution du cahier des charges qui peut alors intégrer de nouvelles exigences en termes de gestion de la ressource en eau et prendre en compte les dispositions figurant dans le dernier cahier des charges-type annexé au décret n° 99-872 du 11 octobre 1999 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008.

Du fait de son statut de société anonyme, et par application de la loi Sapin (1993) (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du groupe EDF ») ci-dessous), EDF est désormais soumis à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques.

Les concessions hydrauliques détenues par EDF et arrivant à échéance d'ici 2015 représentent environ 10 % de la puissance hydraulique totale installée d'EDF en France et environ 7 % de la production hydraulique totale d'EDF. L'État a toutefois retenu le principe d'anticipation du terme de certaines autres concessions, afin d'opérer des regroupements par vallée. Ces anticipations pourraient porter à 15 % (près de 7 TWh) la production totale d'EDF qui sera mise en concurrence d'ici fin 2015. D'ici 2020, 0,5 % supplémentaire de la puissance hydraulique totale d'EDF en France arrivera à échéance.

Dans l'hypothèse où une concession arrivée normalement à terme ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. À l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'État (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « Bon état de marche et d'entretien ». La loi de finances rectificative pour 2006 prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux ayant permis d'augmenter les capacités de production, pour peu que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

Les concessions dont le terme est anticipé par l'État doivent faire l'objet d'une indemnisation de la part de l'État, destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, qui résulte de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.

Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 d'août 2009 a prévu que le montant de cette redevance pourra être déplafonné au-delà de 25%, seuil fixé par la loi de finances rectificative pour 2006. Le projet de loi Grenelle 2, en cours de discussion, prévoit, à la date du présent Document de Référence, qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque mise en concurrence. En l'état du projet de loi, une partie du produit de cette redevance serait également affectée aux communes concernées.

Le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 fixe les règles et procédures d'une demande de concession hydroélectrique dans un régime de concurrence. Il détermine 3 critères de choix du futur concessionnaire : garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau ; meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire sera, en théorie, d'une durée de 5 ans désormais (contre 11 ans actuellement).

EDF cherchera à obtenir le renouvellement des concessions dont il est titulaire.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 239 barrages-réservoirs exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de m³ d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques, industriels.

EDF privilégie la voie de la concertation avec les acteurs de terrain. Cette démarche vise d'abord à mesurer les effets réels de l'exploitation hydraulique sur l'environnement et les autres usages, et d'essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de m³ d'eau peuvent être lâchés chaque année depuis les barrages selon les besoins pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive, etc.).

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés¹ et la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). EDF estime que ces dispositions devraient avoir des conséquences limitées à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France.

1 Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

EDF poursuit pour autant le développement de son activité hydraulique, par la réalisation et l'étude de nouveaux projets ;

- en Alsace, EDF a annoncé en 2008 un plan de développement sur 5 ans de ses capacités de production hydraulique, pour une puissance de 130 MW au total et un montant de 225 millions d'euros :
 - en 2008, EDF a mis en service la microcentrale hydraulique de Brisach, d'une puissance de 2,7 MW pour un productible de 20 GWh/an. Un projet similaire est à l'étude à proximité du barrage de Kembs, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible. En 2009, EDF a participé à la mise en service de la micro-centrale de Kehl, située en rive allemande du Rhin, d'une puissance de 1,4 MW ;
 - la centrale hydroélectrique de Gamsheim sera renforcée par l'installation d'un groupe supplémentaire de 28 MW. Ce projet se fera en collaboration avec EnBW, et le début des travaux est prévu en 2010. Une opération similaire a été décidée sur le barrage d'Iffezheim, en rive allemande du Rhin, pour une mise en service en 2012 d'un groupe supplémentaire d'une puissance de 38 MW. Les travaux d'extension de cette centrale ont débuté en juillet 2009 ;
 - les projets de Brisach et Gamsheim sont mis en œuvre par la société CERGA, ceux de Kehl et Iffezheim sont mis en œuvre par la société RKI, toutes deux détenues à parité par EDF et EnBW ;
 - dans le massif des Vosges, l'ancienne station hydraulique de transfert d'énergie par pompage du Lac Noir devrait être remplacée en 2015 par une centrale de conception moderne, d'une puissance de 55 MW ;
 - des mesures en matière de préservation des ressources en eau et de la biodiversité seront mises en œuvre, notamment avec la réalisation de passes à poissons à Strasbourg et à Kembs.
- un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor devrait être mis en service en 2012. L'objectif de ce projet, d'une capacité de 2 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée.
- la production à partir des débits réservés continuera à être développée. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. EDF a réalisé un équipement en 2007. En 2008, 4 projets ont été réalisés, et 5 en 2009 pour une puissance de 1,7 MW et un productible de 9,5 GWh. D'autres projets sont à l'étude pour une puissance totale de 18 MW et un productible de 130 GWh pour des mises en service attendues entre 2010 et 2014.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

- développer la « Petite Hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). Ainsi, 5 projets de petits aménagements (Échirrolles, Saut du Moine, Merlet, Rabuons et Plan du Var2) sont à l'étude pour une puissance de 10 MW et un productible de 40 GWh. Les mises en service s'échelonneraient entre 2010 et 2013. SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF, est également en phase d'étude pour environ 5 aménagements nouveaux devant être réalisés d'ici 2012, représentant une capacité totale de 26 MW ;
- lancer des études technico-économiques relatives à des stations de transferts d'énergie par pompage en France ;
- étudier les possibilités de « Suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite la « LPOPE » voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe. EDF étudie le projet d'augmentation de puissance de la centrale de La Bathie (Savoie) qui permettra, par modification des groupes existants, d'augmenter la puissance actuelle de 45 MW ;
- réaliser dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). EDF a présenté, dans le cadre du renouvellement de la concession de la Romanche,

un projet d'ouvrage neuf permettant de remplacer les 6 petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Gavet) d'une puissance de 90 MW et pour un productible de 540 GWh.

Ces projets de développement de l'hydraulique par le groupe EDF s'inscrivent pleinement dans les orientations du Grenelle Environnement.

6.2.1.1.5 PRODUCTION THERMIQUE À FLAMME (« THF »)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme en France continentale a représenté, en 2009, environ 3,6 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 30 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 11 447 MW (pour une puissance installée totale de 13 642 MW). Les moyens de production THF présentent un certain nombre d'atouts :

- une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance) ;
- la capacité à être placés en arrêt prolongé (mises en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts ;
- un coût d'investissement plus faible que le nucléaire ou l'hydraulique et des délais de construction réduits.

Par ailleurs, les centrales thermiques à flamme les plus modernes offrent une meilleure maîtrise des différentes émissions (dioxyde de carbone, dioxyde de soufre, oxyde d'azote et poussières).

Les moyens de production THF constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation et pour répondre aux fluctuations de la consommation d'électricité. Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe.

Ils jouent aussi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients. Leur performance présente néanmoins une sensibilité à différents facteurs pouvant conduire à un coût de production plus élevé :

- le durcissement des réglementations environnementales (émission de produits polluants, qualité de l'air) ;
- le respect des quotas d'émissions de gaz à effet de serre ;
- l'évolution du coût des combustibles.

6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Composition du parc

Au 31 décembre 2009, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au niveau du combustible que de la puissance :

- Tranches charbon :
 - 9 tranches d'une puissance installée de 250 MW, mises en service entre 1966 et 1971 (Blénod 2, 3 et 4, Bouchain 1, Le Havre 1, La Maxe 1 et 2 et Vitry 3 et 4) ;
 - 1 tranche d'une puissance installée de 585 MW, Le Havre 2, mise en service en 1969 ;
 - 3 tranches plus récentes (dites Q600), d'une puissance installée unitaire de 580 MW, mises en service entre 1983 et 1984 (Cordemais 4 et 5, Le Havre 4).

- Tranches fioul :
 - 2 tranches d'une puissance installée unitaire de 250 MW, mises en service entre 1971 et 1972 (Martigues 1 et 2) ;
 - 4 tranches d'une puissance installée unitaire de 585 MW, dites tranches fioul 600 MW, mises en service entre 1968 et 1975 (Porcheville 1, 2, 3 et 4) ;
 - 4 tranches d'une puissance installée unitaire de 685 MW, dites tranches fioul 700 MW, mises en service en 1976 et 1977 (Aramon 1 et 2, Cordemais 2 et 3).
- Turbines à combustion (« TAC ») : 10 tranches d'une puissance installée totale de 1 292 MW¹ réparties sur 4 sites (Vitry-Arrighi, Brennilis, Dirinon et Vaires-sur-Marne), mises en service depuis 1980 (dont la troisième tranche de Vaires-sur-Marne mise en service fin octobre 2009), qui constituent des moyens de super pointe très réactifs. Ces TAC fonctionnent au fioul domestique.

La puissance installée du parc en exploitation s'établit à 11 447 MW.

Par ailleurs, outre les 4 tranches en réserve fin 2008, 4 autres tranches ont été mises en réserve en 2009 (Martigues 3, Richemont 3 et 5, et la TAC de Gennevilliers) ; la puissance totale en réserve s'élève désormais à 2 195 MW.

La puissance installée totale du parc s'établit donc à 13 642 MW.

L'approvisionnement en combustibles fossiles

Cet approvisionnement est assuré par EDF Trading, filiale d'EDF notamment chargée de l'approvisionnement et du *trading* de combustibles fossiles. À partir de ses prévisions sur l'appel du parc THF, EDF commande à EDF Trading les quantités prévisionnelles de combustible nécessaires pour des livraisons à deux mois pour le charbon et un mois pour le fioul (voir section 6.2.1.3.3 (« EDF Trading ») ci-dessous).

EDF dispose de la possibilité d'ajuster ses besoins et ses stocks en demandant à EDF Trading de procéder à des achats supplémentaires ou, exceptionnellement, à des reventes de quantités jugées excédentaires. De plus, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement des centrales, il est demandé à EDF Trading de maintenir au profit d'EDF un stock de sécurité réparti à l'appréciation d'EDF dans différents ports.

6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production THF

La rénovation des moyens de production au charbon les plus récents pour répondre aux besoins de semi-base

En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus récentes (c'est-à-dire les plus performantes) constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives. EDF a donc engagé ces dernières années un programme de rénovation et de fiabilisation des centrales à charbon 250 MW et 600 MW les plus récentes, et qui se poursuivra dans les prochaines années.

Les tranches charbon 600 MW les plus récentes bénéficient de coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique à flamme (meilleur rendement, tranches en bord de mer, sites de grande capacité). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles sont équipées d'un système de désulfuration des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre), et d'un système de dénitrification des fumées (réduction de 80 % des émissions d'oxyde d'azote) dont le chantier s'est terminé au cours du deuxième semestre 2008. Ces traitements permettent à ces tranches de se conformer aux contraintes environnementales applicables dès 2008, ainsi que de répondre au durcissement de la réglementation actuellement prévue au-delà de 2015.

Enfin, EDF a prévu que ses 9 tranches charbon 250 MW ainsi que la tranche du Havre 2 seront arrêtées d'ici au 31 décembre 2015, en raison des contraintes réglementaires environnementales.

¹ En 2009, la puissance électrique pouvant être injectée sur le réseau de 4 TAC (Brennilis 2 et 3, Dirinon 1 et 2) a été revue à la hausse pour un total de 48 MW.

Le renforcement du parc pour répondre aux besoins de pointe, et la préparation de l'avenir de la production thermique à flamme

Pour faire face à l'accroissement des besoins de pointe au cours des prochaines années, EDF a engagé un programme d'augmentation de ses capacités de pointe. EDF a ainsi, depuis 2005, décidé de :

- remettre en fonctionnement quatre tranches fioul 600-700 MW mises en réserve, pour une puissance totale de 2 540 MW ;

En effet, malgré des coûts variables élevés, ce moyen de production reste compétitif pour des fonctionnements de pointe et de secours (c'est-à-dire en dessous de 1 500 heures par an). Enfin, la réglementation permet actuellement à EDF, jusqu'à l'horizon 2015, de globaliser les rejets et de bénéficier des efforts accomplis sur les tranches charbon d'une puissance de 600 MW. À l'exception du site de Martigues en raison de sa réglementation spécifique, les tranches fioul utilisent désormais du combustible à Très Très Basse Teneur en Soufre (fioul dit « TTBS » à 0,55 % de soufre).

- mettre en service 1 064 MW de capacités d'extrême pointe (quelques centaines d'heures de fonctionnement par an) au moyen de turbines à combustion ;
- lancer un projet de transformation (repowering) de trois tranches au fioul du site de Martigues (3 x 250 MW) en deux cycles combinés au gaz de 465 MW chacun, ainsi qu'un projet de construction d'un cycle combiné au gaz neuf d'une capacité de 440 MW sur le site de Blénod (soit une augmentation nette de capacité de 620 MW).

Ces projets de modernisation permettront de réduire les émissions atmosphériques de CO₂ et d'oxydes d'azote et de supprimer les émissions de soufre.

Au 31 décembre 2009, une part importante de ce programme a été réalisée et les moyens de production suivants ont été mis en service depuis 2005 :

- les quatre tranches fioul 600-700 MW, qui ont été remises en fonctionnement entre 2006 et 2008 ;
- 690 MW de turbines à combustion (129 MW de puissance installée sur le site de Vitry-Arrighi mise en service en 2007, ainsi que 561 MW de puissance installée sur le site de Vaires-sur-Marne, composée de 2 TAC mises en service en novembre 2008 et d'une TAC mise en service en octobre 2009).

Ces décisions portent à 4 224 MW de puissance installée l'engagement sur des moyens de pointe et de semi-base depuis 2005, dont 3 230 MW ont déjà été mis en service. Il reste donc 994 MW de capacité supplémentaire, dont la mise en service est prévue au-delà de 2009 :

- 374 MW de TAC sont actuellement en cours de construction à Montereau. Les mises en service sont prévues fin 2010 ;
- les mises en service des cycles combinés au gaz sont prévues en 2011 et 2012 pour 620 MW.

Pour la période post-2010, EDF examine également la possibilité de développer de nouveaux moyens de semi-base (cycle combiné à gaz et centrale à charbon disposant de la meilleure technologie disponible) pour faire face aux éventuels besoins supplémentaires de capacités de semi-base. Dans le cadre de ces développements, les principaux atouts du groupe EDF seront la propriété des sites actuels de centrales thermiques à flamme et les compétences industrielles d'exploitant et de développeur acquises dans le cadre de réalisations internationales. En effet, au cours des dernières années, EDF a réalisé un programme de développement d'« Independent Power Plants » (« IPP ») à l'étranger.

Enfin, le groupe EDF participe avec des partenaires industriels, concernant la technologie CCS (*Carbon Dioxide Capture and Storage*), à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO₂.

L'évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique à flamme est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité ») ci-dessous pour une description de ces réglementations) et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air.

La réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre a conduit à la mise en place, en 2005, du plan national d'allocation de quotas CO₂. Sur la première période (2005-2007), ces quotas ont couvert les émissions effectives du parc THF. Pour la période 2008-2012, les allocations de quotas pour le secteur électrique français sont en réduction de l'ordre de 25 %, soit une allocation pour EDF (France métropolitaine) de 14,4 Mt/an.

En 2009, les émissions totales du parc EDF en France métropolitaine ont été de 15 millions de tonnes. EDF a donc eu un déficit de 0,6 million de tonnes, nécessitant ainsi un recours aux marchés de quotas d'émission de CO₂.

L'adaptation du parc thermique engagée par EDF répond notamment aux exigences des réglementations sur la réduction des émissions de polluants atmosphériques et sur la qualité de l'air, dont les principes sont définis à l'horizon 2015. Toutefois, un risque de durcissement de cette dernière réglementation pour 2015 ne peut être exclu et son évolution future constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

Grâce à la mise à l'arrêt des centrales thermiques à flamme les plus anciennes, à la rénovation des centrales les plus récentes, à l'installation de procédés de dépollution et à l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite, EDF s'est fixé pour objectif de réduire de 30 % les émissions de CO₂ (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020 et de réduire de 65 % les émissions de SO_x, NO_x et de poussières entre 2005 et 2020 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Production et performances techniques

La production thermique à flamme, qui a représenté 16 TWh en 2009, est en hausse d'environ 1,2 % par rapport à 2008, essentiellement pour compenser en partie la moindre production du parc nucléaire. Elle correspond à 3,6 % de la production annuelle d'EDF en France continentale.

La fiabilité du parc thermique à flamme augmente, avec un coefficient de disponibilité qui s'établit en 2009 à 78,5 % (74,4 % en 2008), en nette amélioration depuis cinq ans (64 % en 2004), mais aussi avec des indisponibilités non programmées (fortuites et prolongation d'arrêts) conformes à l'objectif : 8,6 % en 2009 (10,2 % en 2008).

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le THF. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année (les centrales THF d'EDF fonctionnent annuellement entre 1 500 et 6 000 heures pour le charbon, entre 200 et 1 500 heures pour le fioul et quelques centaines d'heures pour les turbines à combustion) est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

Partenariat industriel

EDF et Enel ont signé le 30 novembre 2007 un *Memorandum of Understanding*, qui vise à élargir le partenariat industriel conclu sur le nucléaire à d'autres types de moyens de production. Dans ce cadre, Enel et EDF négocient un accord d'échange de droits de tirage de 165 MW entre la France et la Belgique, fondé sur l'économie des moyens de production CCGT développés respectivement par chacune des parties.

La déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc thermique à flamme actuel. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir note 35.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009). Il subsiste toutefois un risque résiduel lié à l'accroissement des exigences de dépollution (évolution de la réglementation applicable, modification de la destination future des terrains nécessitant un processus de dépollution complémentaire).

Les travaux de déconstruction amorcés en 2006 sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation se sont poursuivis en 2009.

6.2.1.2 COMMERCIALISATION

Les activités de commercialisation d'EDF en France sont regroupées au sein de la Direction Commerce.

6.2.1.2.1 PRÉSENTATION DU MARCHÉ EN FRANCE

6.2.1.2.1.1 La demande

La consommation intérieure de la France (y compris la Corse) au titre de l'exercice 2009 s'est élevée à 486,4 TWh¹, en baisse de 1,6 % par rapport à l'exercice 2008. Corrigée de l'impact des aléas climatiques et du caractère bissextile de 2008, cette baisse est de 1,8 % : la croissance relativement soutenue sur le marché des clients Particuliers (de l'ordre de 2 %) n'a pas compensé la baisse de la consommation des grands clients Entreprises et Industrie (baisse d'environ 9 % en 2009 par rapport à l'année 2008 déjà affectée par la crise).

6.2.1.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité est totale. Chaque client est libre d'opter à tout moment et sans préavis pour une offre d'un concurrent d'EDF.

Les principaux concurrents d'EDF sur le marché français sont GDF SUEZ, ENDESA/SNET, Atel, HEW Énergies, Poweo, Direct Energie. Le concurrent principal, GDF SUEZ, est l'un des premiers énergéticiens au monde. Il dispose de moyens de production d'électricité importants dans le nucléaire et le gaz naturel et cherche à développer ses capacités de production. En France, GDF SUEZ compte près de 10 millions de clients ; il est le premier fournisseur de gaz.

Un nouvel entrant, Direct Energie, a construit un portefeuille de 500 000 clients depuis 2003 et a développé Neoen, une filiale dédiée aux énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque.

Enfin, Poweo, qui a récemment renforcé son association avec le Groupe Verbund, l'opérateur autrichien spécialiste dans l'hydroélectricité, produit de l'énergie et dispose d'un portefeuille de 370 000 sites clients en 2009.

Afin de couvrir l'approvisionnement du marché ouvert, les commercialisateurs concurrents du groupe EDF ont accès :

- à leurs propres capacités de production ;
- à 38 TWh mis à disposition en 2009 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « Enchères de Capacité » (« VPP ») décrites à la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

1 Source : bilan provisoire RTE-EDF Transport 2009, y compris Corse.

Par ailleurs, le Conseil de la concurrence, désormais appelé Autorité de la Concurrence, dans sa décision du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité (voir section 6.2.1.3.6 (« Fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France »)).

Au 31 décembre 2009, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs disposaient d'une part de marché de 4 % des sites résidentiels et de 13 % des sites non résidentiels².

Dans le cadre de l'évolution de la concurrence en France, le Gouvernement a confié le 24 octobre 2008, à une commission sous la présidence de Paul Champsaur, « une réflexion sur le cadre tarifaire et les évolutions législatives et réglementaires souhaitables pour permettre à la France de disposer d'un cadre clair et stable pour le marché électrique français, protecteur des intérêts des consommateurs et s'inscrivant dans un contexte européen d'ouverture du marché de l'électricité³ ».

L'une des propositions du rapport de la Commission Champsaur a été publiée le 24 avril 2009. Cette proposition vise à « attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national⁴ ». Une période de consultation publique a alors été ouverte et les parties prenantes invitées à s'exprimer. François Fillon, le Premier Ministre, a annoncé via un communiqué de presse le 15 septembre 2009, vouloir engager une réforme articulée autour de trois principaux objectifs :

- préserver les tarifs « réglementés » de vente pour les particuliers et les petites entreprises ;
- assurer le financement du parc de production existant et favoriser les nouveaux investissements conformément au Grenelle de l'environnement ;
- favoriser la concurrence par un dispositif de régulation qui permettra à tous les fournisseurs d'électricité en France de s'approvisionner auprès d'EDF aux conditions économiques du parc nucléaire historique. La dynamique du marché qui en résultera entraînerait la disparition des tarifs réglementés pour les grands clients en 2015⁵.

Dans le prolongement de ce rapport, le Gouvernement a entamé un travail de rédaction d'un projet de loi transmis au Conseil d'État fin mars, en vue d'une adoption définitive par le Parlement annoncée d'ici la fin de l'année 2010.

6.2.1.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés, les contrats au Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché et les contrats en offre de marché

Dans le contexte d'ouverture du marché de l'énergie, il convient aujourd'hui de distinguer, pour la vente d'électricité en France :

- les contrats aux tarifs réglementés, proposés uniquement par des fournisseurs historiques ;
- les contrats au Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM). L'accès à ce type de contrat suppose pour le client d'avoir préalablement mis en œuvre ses droits à l'éligibilité sur le ou les sites concernés par la demande ;

2 Commission de Régulation de l'Énergie : L'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz T4 2009.

3 Lettre de Mission, 24 octobre 2008.

4 Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité, présidée par Paul Champsaur, avril 2009, page 18.

5 Premier Ministre : Service de Presse, Communiqué de Presse, Paris le 15 septembre 2009.

- les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

6.2.1.2.1.4 Les contrats aux tarifs réglementés

L'accès aux tarifs

Les principes définissant le droit aux tarifs ont été modifiés par la loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel. La situation, par catégorie de clients, est désormais diversifiée :

- concernant les clients Particuliers :
 - s'ils exercent leur éligibilité, ils peuvent bénéficier à nouveau des tarifs réglementés pour ce même logement six mois après l'exercice de cette éligibilité, à la condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité seulement) ;
 - s'ils déménagent, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés, y compris quand les précédents occupants de ce logement ont exercé leur éligibilité, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité et gaz) ;
 - s'ils emménagent dans un nouveau logement, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés à condition que ce logement ait été raccordé au réseau de distribution avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité et gaz).
- concernant les clients autres que les particuliers, ayant souscrit une puissance inférieure ou égale à 36 kVA :
 - s'ils exercent leur éligibilité pour un site, ils ne peuvent pas revenir au tarif réglementé pour ce même site (électricité et gaz) ;
 - s'ils déménagent, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés, y compris quand les précédents occupants de ce site ont exercé leur éligibilité, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité seulement) ;
 - s'ils s'installent dans un nouveau site de consommation, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés à condition que ce site ait été raccordé au réseau de distribution avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité seulement).
- concernant les clients autres que les particuliers, ayant souscrit une puissance de plus de 36 kVA :
 - ils ne bénéficient des tarifs réglementés que pour la consommation d'un site pour lequel l'éligibilité n'a jamais été exercée, ni par eux-mêmes, ni par un précédent occupant (électricité et gaz) ;
 - s'ils s'installent dans un nouveau site de consommation, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés à condition que ce site ait été raccordé au réseau de distribution ou de transport avant le 1^{er} juillet 2010 (électricité seulement).

Le sénateur Poniatowski a déposé une proposition de loi visant à proroger le droit au retour aux tarifs réglementés pour certains clients. Le texte adopté en première lecture par le Sénat le 25 mars 2010 pérennise, sans limitation dans le temps, l'ensemble des droits jusqu'alors limités au 1^{er} juillet 2010, sauf en ce qui concerne les nouveaux sites dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA qui ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés que s'ils sont raccordés aux réseaux publics avant le 31 décembre 2010. La proposition de loi devrait être examinée par l'Assemblée nationale début mai 2010.

Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. L'évolution de ces tarifs est fixée par arrêté du Ministre chargé de l'Économie et du Ministre chargé de l'Énergie, après avis de la CRE.

Ces tarifs réglementés comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement horo-saisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour tenir compte des variations de consommation des clients avec différentes options (heures pleines/heures creuses pour les clients Particuliers par exemple).

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1^{er} janvier 2005 un tarif de première nécessité de l'électricité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004.

Enfin, le décret n° 2008-778 du 13 août 2008 a créé un tarif spécial de solidarité pour le gaz porté par l'ensemble des fournisseurs et financé par une contribution qui sera répercutée à l'ensemble des clients finals.

Le tarif est dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « fourniture » (environ 60 % de la facture hors taxes) comprenant :
 - la part « énergie » fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts de long terme (investissements dans les moyens de production, aval du cycle, recherche et développement) ;
 - les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation.
- la part « réseaux » (environ 40 % de la facture hors taxes) comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution, dite aussi part « acheminement ».

Les clients bénéficiant des tarifs intégrés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture et l'acheminement. Il y figure la part du coût d'utilisation des réseaux calculée à partir du « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité » (« TURPE ») fixé sur proposition de la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE » »)). La séparation des activités de production-commercialisation, en concurrence, et de transport-distribution, en monopole, est ainsi mise en évidence.

Les taxes et contributions suivantes, représentant plus de 20 % de la facture TTC, viennent s'ajouter à la facture d'électricité :

- les taxes locales municipales et départementales, collectées et reversées par EDF aux collectivités locales ; la transposition de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité conduira à réformer les taxes locales sur l'électricité ;
- la Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA ») qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.6.3 (« Régime spécial de retraite »)) et qui figurait jusqu'alors dans les barèmes tarifaires. Elle en a été extraite à l'occasion du mouvement tarifaire de l'été 2009 ;
- la Contribution aux charges de service public (« CSPE »), instituée par la loi du 3 janvier 2003 (voir section 6.5.1.2 (« Législation française »)), fixée à 4,5 euros/MWh pour 2008 et maintenue à ce niveau en 2009 en l'absence d'arrêt. Elle est plafonnée à 500 000 euros par site de consommation et par an. En outre, le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;
- la TVA, Taxe sur la Valeur Ajoutée.

Évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité

Conformément à l'article 1^{er} de la loi du 9 août 2004, l'un des engagements du Contrat de service public porte sur l'évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité aux clients particuliers. L'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précise que les tarifs réglementés de vente doivent couvrir « l'ensemble des coûts supportés [...] par EDF et par les distributeurs non nationalisés ».

Dans le cadre de ces dispositions, l'État et EDF se sont accordés sur la nécessité de « faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts ».

L'arrêté du 14 août 2009 relatif aux prix de l'électricité instaure une augmentation moyenne hors taxes des tarifs réglementés de l'électricité de 1,9 % pour le tarif bleu (soit 1,6 euro HT en moyenne par MWh¹), 4 % pour le tarif jaune, et 5 % pour le tarif vert. Aucune augmentation n'a été accordée pour le TaRTAM. Au total, la hausse moyenne pour l'ensemble des tarifs est de 2,3 %. Le mouvement tarifaire comporte toutefois des disparités car il s'accompagne d'une réforme de la structure des tarifs. Il fait ainsi varier, de manière différenciée, la part liée à l'abonnement et celle liée à la consommation (voir section 6.2.1.2.1.5 (« les contrats au TaRTAM »)).

Cette augmentation est conforme au Contrat de service public, signé entre l'État et EDF le 24 octobre 2005. Celui-ci garantit que la hausse moyenne des tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers ne sera pas supérieure à l'inflation les cinq premières années après la signature de ce contrat (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)).

6.2.1.2.1.5 Les contrats au TaRTAM

L'article 15 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie avait prévu la création d'un Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) et son application pour une durée de deux ans pour tous les clients ayant exercé leur éligibilité. Ceux-ci avaient jusqu'au 1^{er} juillet 2007 pour adresser leur demande écrite d'application de ce tarif à leur(s) fournisseur(s) d'énergie. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que le Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché hors taxes applicable à un site de consommation est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de :

- 10 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- 20 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA ;
- 23 % pour les consommateurs finals raccordés aux domaines de tension HTA et HTB.

La loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie a prolongé ce dispositif jusqu'au 30 juin 2010. Les clients profitant actuellement du TaRTAM peuvent continuer à en bénéficier de plein droit jusqu'à cette date. La loi permet par ailleurs aux clients qui ne l'avaient pas encore fait de demander l'application du TaRTAM. Enfin, la loi indique que lorsqu'un client renonce au TaRTAM, il ne peut y prétendre à nouveau par la suite. Les Pouvoirs Publics n'ont pas accordé de hausse sur les contrats TaRTAM à l'occasion du mouvement tarifaire 2009, séparant ainsi le niveau du TaRTAM du niveau du tarif réglementé de vente initialement à la base de son calcul. Au 31 décembre 2009, 3 500 sites environ sont facturés au TaRTAM. Ils ont représenté une consommation annuelle de 72 TWh².

Les contentieux en cours entre l'État français et la Commission européenne sur la compatibilité des tarifs avec le régime communautaire des aides d'État

La Commission européenne a approfondi son enquête, ouverte contre l'État français le 13 juin 2007 au titre des règles du traité de la Commission européenne sur les aides d'État relatives à des tarifs d'électricité réglementés dont bénéficient certaines grandes et moyennes entreprises en France. L'extension de l'enquête porte sur une prolongation du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2010, ainsi que sur l'ouverture de ce dispositif à de nouveaux bénéficiaires³

1 Source : Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 10 août 2009 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, page 3.

2 Source : Commission de Régulation de l'Énergie : l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz T4 2009.

3 Communiqué, référence IP/09/376, le 10 mars 2009.

6.2.1.2.1.6 Les contrats en offre de marché

En France, depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sont libres de quitter à tout moment et sans préavis le barème tarifaire pour une offre d'EDF ou d'un autre commercialisateur.

À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour le transport et l'acheminement, tous les autres clients ayant exercé leur éligibilité peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend le prix de la fourniture d'énergie électrique, le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (« TURPE »), les prélèvements publics : la CSPE, la CTA (jusqu'au mouvement tarifaire du mois d'août 2009), les taxes locales, et la TVA mentionnées à la section 6.2.1.2.1.4 (« Les contrats aux tarifs réglementés - Le barème tarifaire ») ci-dessus.

6.2.1.2.2 LA DIRECTION COMMERCE

6.2.1.2.2.1 Présentation et stratégie commerciale

EDF commercialise de l'énergie et des services à plus de 26,2 millions de clients (hors DOM et Corse), soit près de 32 millions de sites.

Sur le marché de l'électricité, les ventes de la Direction Commerce se sont élevées en 2009 à 400,4 TWh⁴.

En 2009, la part de marché électricité d'EDF sur les clients finals en volumes vendus a été de 85,2 %⁵ contre 85,5 % en 2008.

Sur le marché du gaz, EDF propose des offres depuis 2005 à tous ses clients éligibles. En 2009, la Direction Commerce a commercialisé 18,5 TWh auprès de 537 000 sites. À la fin de l'année 2009, la Direction Commerce fournissait du gaz à environ 530 000 clients dont 438 000 particuliers.

En 2009, la part de marché gaz d'EDF sur les clients finals en volumes vendus a été de l'ordre de 3,75 %⁶ contre moins de 3,7 % en 2008.

Le marché de détail gaz en France représente 11,48 millions de sites pour une consommation de 496 TWh. Les clients résidentiels (94 % des sites) représentent 28 % de la consommation finale. 1 144 000 sites résidentiels sont en offre de marché, dont 637 000 chez les fournisseurs alternatifs. 243 000 sites non résidentiels sont en offre de marché, dont 113 000 desservis par les fournisseurs alternatifs⁷.

La Direction Commerce comptait 11 858 salariés au 31 décembre 2009.

Dans son activité aval, le groupe EDF entend être le leader des solutions énergétiques performantes et bas carbone, en construisant avec ses clients, ses partenaires et les collectivités territoriales un monde de l'énergie avec moins de CO₂.

Afin de réaliser cette ambition, la Direction Commerce propose à ses clients des offres adaptées aux nouveaux enjeux environnementaux. Celles-ci évoluent afin d'intégrer l'efficacité énergétique dans la fourniture de l'électricité grâce à :

- une politique d'offres de fourniture (au tarif ou à prix libres) incitant à la maîtrise de la demande et au lissage des pointes de consommation ;

4 Données hors ventes internes, ventes aux opérateurs étrangers, et notifications d'échange de blocs ; y compris façonnage Eurodif corrigé des *cut-off*.

5 Hors DOM & Corse ; hors pertes de réseaux ; y compris autoconsommations EDF.

6 Source marché France : données publiées par la DGEMP.

7 Source : Commission de Régulation de l'Énergie : l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz T4 2009.

- le développement d'usages électriques performants (pompe à chaleur, véhicules électriques, etc.) ;
- l'aide au pilotage de la consommation. La gestion dynamique de la consommation sera rendue progressivement possible par les technologies numériques et les compteurs communicants en cours d'expérimentation. (voir section 6.2.2.2 (« Marché de l'électricité – projet de compteurs communicants »)).

Au-delà des offres autour de la fourniture d'électricité, la Direction Commerce accompagne ses clients dans leurs projets énergétiques complexes via des conseils et la mise en relation avec les partenaires Bleu Ciel d'EDF (professionnels du bâtiment, installateurs et fabricants dans le domaine de la rénovation thermique). Cet accompagnement vise à aider les clients à faire le choix le plus adapté à leur situation pour mieux maîtriser leurs dépenses d'énergies. Elle répond également aux objectifs de la loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et des décrets d'application associés : avec un volume global de 29,8 TWh cumac attribués, EDF a respecté ses obligations de certificats d'économies d'énergie (CEE) pour la première période d'obligation courant du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009. La seconde période courant de 2009 à 2012 devrait renforcer le volume d'obligation (voir section 6.5.1.2 (« Législation française »)).

Pour répondre au mieux aux attentes énergétiques de ses clients, EDF s'appuie sur son ancrage territorial. Présente sur l'ensemble du territoire auprès de ses 26,2 millions de clients, elle assure ainsi un lien fort avec l'essentiel de la population française, le tissu industriel, et l'ensemble des collectivités territoriales et des autorités concédantes. Cette présence permet également de concrétiser les valeurs du service public : proximité avec le client, continuité de service, professionnalisme et solidarité.

Ainsi, la démarche d'EDF vis-à-vis des clients démunis a pour objectif d'accompagner les Pouvoirs Publics dans la lutte contre la précarité énergétique en se focalisant sur la préservation de l'accès à l'énergie. Cette démarche intègre la promotion et la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie, l'accompagnement des clients en difficulté et la prévention au travers de partenariats avec les acteurs du monde associatif.

La politique commerciale d'EDF vise également à fidéliser les clients via le maintien de la qualité de service et un niveau élevé de satisfaction. Un baromètre et des études qualitatives et quantitatives mesurent la performance de l'entreprise sur les différents segments de marché. En mettant l'accent sur l'accessibilité téléphonique et la qualité du traitement des réclamations, l'entreprise a su conserver la satisfaction des particuliers, stable depuis fin 2007 malgré la filialisation du distributeur. En 2009, un contexte économique difficile explique pour partie la dégradation de la satisfaction sur le segment des entreprises et des professionnels. L'amélioration de la relation avec les clients et du traitement des réclamations resteront les priorités de l'année 2010.

Enfin la Direction Commerce poursuit ses efforts dans le renforcement de sa performance opérationnelle qui passe notamment par une stratégie de contact et de commercialisation via plusieurs canaux.

6.2.1.2.2 L'activité par marché

A. Marché des clients particuliers et des professionnels

Les 25,95 millions de clients Particuliers et Professionnels relèvent de la Division Particuliers et Professionnels.

Pour l'exercice 2009, le volume des ventes de la division s'élève à 158,8 TWh d'électricité¹ et 5,5 TWh de gaz naturel.

¹ Y compris les ventes au tarif bleu gérées par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises.

À fin décembre 2009, le nombre de clients en gaz sur le marché des particuliers s'élève à 438 000, et à 83 000 sur le marché des professionnels.

Pour les particuliers, la politique commerciale d'EDF est axée sur la maîtrise de l'énergie, la protection de l'environnement et le confort dans l'habitat.

Pour les professionnels, EDF propose une gamme d'offres combinant fourniture et services ayant pour objectif de simplifier la vie de ses clients en leur proposant des solutions énergétiques économiques et faiblement émettrices en CO₂. La palette de services et de diagnostics proposés permet aux clients Professionnels de se concentrer sur leur activité et d'accroître leur performance.

La fourniture d'énergies

L'objectif d'EDF est de répondre aux attentes de ses clients en leur proposant d'être leur fournisseur unique en matière d'électricité et de gaz naturel.

Ainsi, depuis 2005, EDF propose à ses clients Professionnels une offre de gaz naturel et depuis le 1^{er} juillet 2007 pour ses clients Particuliers, une offre gaz et une offre électricité à prix de marché - « Mon contrat gaz naturel » et « Mon contrat électricité ».

Pour la commercialisation de ses services sur le marché de masse (30 millions d'appels entrants, 130 millions de factures clients par an), EDF a développé plusieurs canaux de contact et de commercialisation : plusieurs centaines de commerciaux, plus d'une centaine de boutiques réparties sur tout le territoire, près de 70 Centres de Relations Client (CRC) fournissant un service 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, plusieurs centaines de vendeurs de terrain, un portail vocal automatisé, un site Internet et un réseau d'environ 5 000 partenaires-installateurs « Bleu Ciel d'EDF » dans le domaine du confort thermique.

En 2009, EDF a renforcé ses actions pour accroître la performance de ses canaux de commercialisation et de contact avec ses clients : rénovation des CRC, refonte du site Internet, réaménagement complet de certaines boutiques, etc.

Les offres

1. Les offres BLEU CIEL D'EDF sur le marché résidentiel

C'est la marque Bleu Ciel d'EDF qui porte l'ensemble des offres et services destinés aux clients Particuliers :

- les services « autour de la fourniture » : sécurité des installations intérieures (Diagnostic Confiance Sécurité), assurance (Assurélec), maîtrise des consommations (Suivi conso), assistance au dépannage, solutions de paiement, etc. ;
- les services « autour des moments-clés » : mobilité, projets de construction ou d'amélioration du confort thermique. La gamme d'offres déployée comprend notamment des conseils (offres « Objectif Travaux et Estimation Travaux »), des diagnostics, un accompagnement personnalisé et des offres de financement pour tout projet de confort dans l'habitat, y compris l'entretien et la maintenance des installations assurés par des Partenaires Bleu Ciel d'EDF.

EDF a conclu plusieurs partenariats commerciaux pour soutenir ces offres :

- le partenariat avec Cardiff a pour objet la mise en place d'une convention d'assurance collective (« Service Assurélec ») qui couvre le règlement des factures d'électricité en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF ;
- le partenariat avec le Crédit Foncier a pour objet de proposer un « Prêt habitat neuf » pour tout client Particulier ayant un projet de construction conforme aux prescriptions techniques « Bleu Ciel d'EDF ». Ce prêt constitue une solution de financement particulièrement avantageuse pour l'installation d'équipements de chauffage.

Par ailleurs, une coopération a été mise en œuvre avec Axa Assistance et Europe Assistance autour du service Assistance Dépannage pour les clients résidentiels comme pour les clients professionnels.

2. Les offres EDF PRO sur le marché des clients professionnels

EDF a regroupé sous la marque EDF Pro l'ensemble de ses offres aux clients Professionnels. L'objectif d'EDF Pro est de simplifier la vie de ces clients en leur apportant des conseils et des solutions pour mieux maîtriser leur consommation énergétique, optimiser leur facture, bénéficier d'assistance dépannage ou encore respecter l'environnement tout en conciliant performance et continuité de l'activité. EDF Pro propose également à ses clients Professionnels une offre kWh Équilibre pour laquelle, pour chaque kWh acheté, l'entreprise s'engage à produire un kWh à partir de sources d'énergies renouvelables.

Si tous les professionnels partagent des préoccupations communes (recherche de performance énergétique, expertise, fiabilité de leur approvisionnement), chaque secteur d'activité et chaque métier associé ont des besoins spécifiques. Face à cette diversité, EDF Pro présente un ensemble de services et d'options qui s'adaptent au mieux aux attentes de tous les clients Professionnels en matière d'éclairage, de chauffage ou de climatisation. EDF aide également les clients Professionnels qui souhaitent déménager ou entreprendre des travaux de rénovation de leur local commercial.

La production de certificats d'économies d'énergie

Concernant les particuliers et les professionnels, la production de certificats d'économies d'énergie est issue :

- des offres de solutions de rénovation thermique de l'habitat (chauffage, eau chaude sanitaire, isolation, ventilation), pour des matériels éco-efficaces. Les conseils et diagnostics proposés sont complétés par une mise en relation avec les partenaires Bleu Ciel d'EDF qui assurent la réalisation générale du chantier et sa coordination. EDF a ainsi accompagné près de 500 000 rénovations au cours des trois dernières années ;
- de la politique partenariale d'EDF qui permet aux professionnels de la construction et de la rénovation de bénéficier de l'appellation « Partenaire Bleu Ciel d'EDF » sous certaines conditions. L'usage de cette appellation est encadré par une licence de marque qui en définit précisément les conditions et fixe le montant de la redevance versée par le partenaire à EDF. Ce réseau de partenaires permet aux clients désireux de rénover ou de construire leur logement, d'avoir accès à environ 5 000 professionnels dans tous les corps de métiers, engagés aux côtés d'EDF dans l'efficacité énergétique.

Ces partenaires contribuent significativement à la production de certificats d'économies d'énergie et d'actions de formation et de promotion des économies d'énergie comme :

- la FEEBAT (Formation aux Économies d'Énergie des salariés et artisans des entreprises du BÂTiment) : ce dispositif a été conçu avec les organisations professionnelles du bâtiment et l'ADEME pour développer la capacité des entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique. Il a permis depuis 2008 la formation de plus de 20 000 professionnels, grâce au financement d'EDF dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie ;
- la diffusion de près de 10 millions de Lampes Basse Consommation entre 2009 et 2010 dans le cadre de la convention avec le Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer (ci-après le « MEEDDEM »), l'ADEME, Recylum, la Fédération des Magasins de Bricolage (FMB) et la Fédération des Commerces de Distribution (FCD).

La politique de solidarité

EDF mène de nombreuses actions, notamment en matière de prévention, sur l'ensemble du territoire pour sensibiliser et responsabiliser les clients à la gestion de leur budget « énergies ».

Les clients disposant de faibles ressources peuvent ainsi accéder aux tarifs sociaux de l'énergie qui donnent droit à une réduction sur leurs factures d'électricité et de gaz naturel ainsi qu'à la gratuité de la mise en service. A fin 2009, 940 000 foyers (métropole, Corse et DOM) bénéficient du Tarif de Première Nécessité (TPN), soit 225 000 de plus qu'en début d'année et 8 800 bénéficient du Tarif Spécial de Solidarité Gaz.

En 2009, EDF a également augmenté de 10 % sa dotation annuelle au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) pour atteindre 22 millions d'euros. Ces fonds, qui permettent la prise en charge de tout ou partie de la facture d'électricité de clients rencontrant des difficultés, participent à l'apurement des factures impayées.

Pour être au plus près des populations fragiles, EDF soutient aussi des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie et à la rénovation de l'habitat au travers de nombreux partenariats (acteurs associatifs, bailleurs sociaux, etc.) en apportant une aide financière et en partageant son expertise dans le domaine de l'énergie. Plus de 16 000 personnes ont ainsi bénéficié d'une formation ou d'une information à la maîtrise de l'énergie depuis 2008. EDF s'est associée en novembre 2009 à la Fondation Abbé Pierre pour créer des logements sociaux économes en charges, respectueux de l'environnement et accessibles aux familles les plus vulnérables, dans le cadre du programme « 2 000 toits pour 2 000 familles » de la fondation. L'objectif est d'offrir un toit à 2 000 familles mal logées à l'horizon 2011 et de prévenir les situations de précarité énergétique. EDF contribue au financement des travaux d'amélioration des performances énergétiques dans ce type d'habitat et conduit des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie auprès des familles.

B. Marché des entreprises

La Division Entreprises regroupe plus de 227 000 clients pour des ventes d'électricité s'élevant à 220,2 TWh¹ pour l'exercice 2009 et à 13 TWh pour le gaz naturel.

EDF accompagne ses clients Entreprises dans la gestion de leurs énergies quels que soient leur secteur d'activité, leur taille ou leur organisation. Elle vise à mettre la performance énergétique au service de la performance globale des entreprises, tant économique qu'environnementale. Dans ce cadre EDF a mis en place en 2009 l'Observatoire des Énergies d'Entreprises, un lieu d'échange pour mieux comprendre les comportements des entreprises face aux énergies.

L'impact de la crise s'est traduit par un recul du volume des consommations des clients Entreprises d'environ 8 % par rapport à 2008 et par une augmentation du montant des impayés et des créances douteuses. Les attentes des clients dans ce contexte ont surtout porté sur l'adaptation des contrats de fourniture (puissance et engagements de consommation) en lien avec leur baisse d'activité, l'assouplissement des modalités de paiement et l'obtention de conseils et services pour réduire le montant de leur facture énergétique.

Depuis début 2009, EDF a adapté ses offres, tout en assurant la gestion du risque d'impayés, par la mise en place de mesures d'accompagnement spécifiques en cas de non-respect des engagements de consommation et

¹ Hors ventes au tarif bleu gérées par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises.

de puissance souscrite en électricité et en gaz (essentiellement pour les entreprises industrielles) ou de difficultés de trésorerie.

Enfin, EDF s'est systématiquement rapproché des acteurs institutionnels et économiques en région (préfectures, Chambres de Commerce et d'Industrie, syndicats professionnels, etc.) pour expliquer ces mesures.

Certains clients dits Grands Comptes présentent la particularité d'être des consommateurs électro-intensifs pour lesquels le coût de l'électricité représente une part importante de leurs coûts d'exploitation. Les contrats de long terme de fourniture d'électricité conclus avec les grands clients industriels ont fait l'objet d'une procédure ouverte par la Commission européenne (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)).

Par ailleurs, EDF et Exeltium, consortium réunissant des industriels électro-intensifs, ont conclu le 31 juillet 2008 un contrat de partenariat industriel relatif à leur approvisionnement en énergie électrique sur le long terme. Ce contrat, qui concerne la fourniture de volumes répartis sur 24 ans, permet à EDF d'optimiser les conditions d'exploitation de son parc de production. La mise au point finale de ce contrat a fait l'objet d'un dialogue soutenu avec la Commission européenne, dont les observations ont nécessité l'adaptation de l'accord initial afin d'en assurer la conformité avec le droit communautaire de la concurrence. La mise en place par Exeltium du dispositif de financement de ce contrat a par ailleurs été ralentie du fait de la crise économique. Le groupe EDF et Exeltium ont pu finaliser le 25 mars les conditions de mise en œuvre de ce contrat, en deux phases, prévoyant ainsi le démarrage au 1^{er} mai 2010 des livraisons d'électricité à une centaine de sites industriels français pour environ la moitié de leurs droits au titre du contrat.

Les Entreprises Locales de Distribution (« ELD ») commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive. Elles assurent 5 % de la distribution d'électricité en France et sont également parfois productrices d'électricité. Le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux Distributeurs Non Nationalisés (DNN) leur donne la possibilité de se fournir auprès d'EDF à des tarifs spécifiques, pour la part de leur fourniture vendue aux clients n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, ainsi que pour leurs pertes sur les réseaux.

Les offres

EDF a développé une gamme de services spécialement adaptés aux plus grands clients ainsi qu'aux grandes entreprises et PME-PMI : services de gestion dédiés, services d'aide à la gestion quotidienne des contrats et à la maîtrise des dépenses et des consommations d'énergie, etc.

EDF a par ailleurs mis en place des services dédiés aux Grands Comptes avec notamment :

- un accompagnement à l'échelle européenne à travers les filiales du Groupe. EDF dispose d'un réseau commercial « Grandes Entreprises et Grands Comptes » dédié à la gestion des grandes entreprises opérant à l'échelle européenne et dotées d'une structure d'achat centralisée. Ce réseau coordonné entre 11 pays européens propose ainsi des solutions énergétiques multi-pays ;
- un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et leurs émissions de CO₂ à travers la mise en place de contrats de progrès. Ces contrats s'appuient sur l'expertise d'EDF en termes de solutions éco-efficaces sur les processus et les utilités ; ils proposent des actions à mettre en œuvre et garantissent les résultats. Ces actions conduisent à des investissements d'économies d'énergie, souvent générateurs de CEE.

EDF commercialise depuis 2005 une gamme d'offres complète de fourniture de gaz à destination de ses clients Entreprises. EDF propose à ses clients un interlocuteur unique et une gestion simplifiée des contrats d'électricité

et de gaz. L'offre en gaz est également enrichie de services de gestion et de services de conseil (suivi Internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

La production de certificats d'économies d'énergie

EDF commercialise sur le marché des entreprises et des collectivités territoriales des solutions personnalisées performantes auprès des clients relevant de tous les grands secteurs économiques (Industrie, Tertiaire Privé, Bâtiments de l'État et des Collectivités Territoriales).

L'entreprise aide ses clients à engager des projets d'efficacité énergétique et accompagne leur mise en œuvre dans trois domaines : l'isolation des bâtiments, l'installation d'équipements énergétiques efficaces ou recourant aux énergies renouvelables, l'amélioration des procédés industriels, en relation avec ses filiales de services d'efficacité énergétique. Les prestations proposées répondent aux attentes des clients : audits, ingénierie et études détaillées, matériels livrés et installés, services d'exploitation et de maintenance des nouveaux équipements mis en place, options de financement, options de télé-suivi des performances énergétiques, etc.

C. Marché des collectivités territoriales et bailleurs sociaux

La Division des Collectivités Territoriales (DCT) gère plus de 54 000 clients :

- des collectivités locales : communes, établissements publics de coopération intercommunale (communautés urbaines, communautés d'agglomération et de communes, syndicats intercommunaux), conseils régionaux et généraux, établissements associés aux collectivités (lycées et collèges, maisons de retraite publiques, etc.) ;
- des organismes publics et privés de gestion de l'habitat social (bailleurs sociaux).

Les clients de la DCT représentent environ 1,1 million de contrats d'électricité, dont 250 000 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 21,4 TWh et 600 contrats de gaz naturel pour une consommation annuelle de 690 GWh. La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement donne un rôle nouveau et majeur aux collectivités territoriales en matière de politiques énergétiques locales. Dans ce contexte, EDF a renforcé son ancrage territorial en proposant à chaque collectivité, quelle que soit sa taille, un interlocuteur identifié de proximité. Ce dispositif de relation personnalisée, qui compte aujourd'hui plus de 200 interlocuteurs EDF, sera élargi en 2010 aux bailleurs sociaux.

En 2009, la Direction des Transports et Véhicules Électriques (« DTVE ») a été intégrée à la DCT. Cette nouvelle organisation a notamment pour ambition de conforter et de développer les synergies entre les deux entités. Les missions d'appui au développement des projets territoriaux menés par la DCT pourront ainsi contribuer fortement à la réussite des projets de la DTVE. Parallèlement, les transports constituant un des enjeux majeurs pour les collectivités territoriales, le rattachement de la DTVE à la DCT permettra au Groupe EDF de proposer plus facilement une offre de mobilité aux collectivités, complétant ainsi sa palette d'offres.

Les offres et solutions

Sont proposés aux clients :

- la fourniture d'électricité et de gaz naturel, dont une offre électricité « Equilibre » produite à partir de sources d'énergies renouvelables ;
- des services de gestion dédiés, notamment le suivi des dépenses et des consommations sur Internet et l'envoi d'alertes par courriel en cas de dérive de consommation, la facture électronique ou l'envoi de données de facturation en EDI (Échanges de Données Informatisées) ;



Aperçu des activités

- une Offre Montants de Charges (OMC) destinée aux bailleurs sociaux. Elle vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des certificats d'économies d'énergie. En 2009, 64 200 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement par cette offre ;
- des diagnostics (maîtrise de la demande d'énergie, développement des énergies renouvelables) ;
- la signature de conventions avec les collectivités territoriales permettant la production de certificats d'économies d'énergie. Certaines collectivités se sont en effet dotées de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de Maîtrise de la Demande d'Énergie (« MDE ») et d'énergies renouvelables ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes, comme l'offre « Analyse Énergétique Patrimoine » qui aide les collectivités à atteindre des niveaux de performance énergétique et environnementale très élevés et à mieux planifier leurs investissements de rénovation afin de répondre aux exigences très fortes du Grenelle de l'Environnement.

La promotion des véhicules électriques

Le groupe EDF est engagé dans la promotion du véhicule électrique pour accompagner ses clients vers des modes de mobilité durables participant aux objectifs de réduction de CO₂.

Il a développé une politique de partenariats active et ouverte sur les différentes solutions technologiques développées par les constructeurs — Véhicules Électriques (VE) autant que Véhicules Hybrides Rechargeables (VHR) — aux côtés d'acteurs nationaux tels que Renault et PSA, et de précurseurs tel Toyota, leader dans le domaine des Véhicules Hybrides Rechargeables.

En 2009, ces partenariats ont été renforcés avec des expérimentations importantes : VHR à Strasbourg avec Toyota, VE en région parisienne avec Renault, hybrides rechargeables à dominante électrique avec PSA.

L'année 2009 a vu également le lancement par le Gouvernement Français de son plan pour le véhicule « décarboné » dont les principaux points concernent le déploiement des infrastructures de charge (4,4 millions de points de charge en 2020), l'élaboration par un groupement d'entreprises et d'organismes publics d'un appel d'offres commun pour 100 000 véhicules électriques sur 5 ans, et la construction d'une usine de batteries à Flins (Renault-FSI-CEA).

Le groupe EDF s'investit dans ce plan avec notamment l'achat de 5 000 véhicules sur les 100 000 annoncés par le Gouvernement, et la création d'une filiale qui aura pour mission d'accompagner les collectivités dans le déploiement des infrastructures publiques de charge.

Les concessions

EDF est représentée par la Division des Collectivités Territoriales pour la signature des contrats de concessions concernant la partie « fourniture » (voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions »)).

6.2.1.2.2.3 Les filiales de services en appui du développement de l'efficacité énergétique

EDF a décidé en mars 2006 d'intensifier l'engagement du Groupe dans les services d'efficacité énergétique.

Les filiales de services portent cette ambition auprès des différentes catégories de clients (Particuliers, Professionnels, Entreprises et Collectivités Territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Le portefeuille de filiales de services résulte de prises de participations successives dans des entreprises existantes, mais également de la filialisation d'activités développées initialement par EDF.

EDF Optimal Solutions

Les activités d'efficacité énergétique développées par EDF sur le marché d'affaires (Entreprises et Collectivités Territoriales) à travers notamment un partenariat commercial avec la société Schneider Electric ont été filialisées début 2009 dans EDF Optimal Solutions (« EDF OS »). Détenue à 100 % par EDF, EDF OS est un intégrateur de services dont les offres sont construites sous la forme à la fois de solutions packagées (gamme d'offres « Excelis » permettant de répondre aux besoins d'augmentation de puissance ou d'adaptation des postes de transformation) et de solutions globales d'efficacité énergétique multi-techniques et multi-énergies adaptées spécifiquement aux besoins des clients. EDF OS prend alors en charge l'intégralité du projet pour le client (études, travaux, maintenance, financement et *permitting*) et lui offre un accès à l'expertise du groupe EDF au travers de ses autres filiales telles EDF EN, EDF ENR, Everbat et Netseenergy.

EDF OS propose également des contrats de performance énergétique (CPE) avec engagement de résultats sur le volume d'économies d'énergie réalisées et financement total ou partiel des investissements requis pour réaliser des économies d'énergie.

EDF Énergies Nouvelles Réparties

Voir la section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des Énergies Nouvelles »).

Domofinance

Domofinance est une société créée en 2003 et agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le Comité des Établissements de Crédit et Entreprises d'Investissement (CECEI) conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

EDF détient une participation de 45 % dans Domofinance, 55 % étant contrôlés par CETELEM (groupe BNP Paribas).

Domofinance répond aux besoins de financement de la clientèle des particuliers souhaitant intégrer des solutions énergétiques performantes dans leurs projets de rénovation de logement. Elle assure notamment la commercialisation du « Prêt Rénovation Bleu Ciel d'EDF ».

Domofinance a commercialisé plus de 40 000 prêts en 2009.

Fahrenheit

Société détenue à 100 % par EDF, Fahrenheit exerce son activité de maintenance des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire auprès des particuliers, offices et sociétés de gestion HLM et syndicats de copropriété. Sa principale marque commerciale est « Chaleur Maintenance » (CHAM).

Fahrenheit se développe dans le domaine de l'entretien et la maintenance des pompes à chaleur (PAC).

Bastide-Bondoux

Bastide-Bondoux est un bureau d'études détenue à 100 % par EDF qui réalise des études thermiques et des prestations de conseil et d'optimisation pour ses clients constructeurs de maisons individuelles.

Everbat

Société détenue à 100 % par EDF, Everbat répond, en tant qu'entreprise générale, aux lots techniques (chauffage, rafraîchissement, eau chaude sanitaire, photovoltaïque, etc.) des appels d'offres publics et privés des collectivités locales, des promoteurs immobiliers, des bailleurs sociaux et également des industriels.

Netseenergy

Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy développe et produit historiquement la gamme de services Adviso qui permet aux clients de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur Internet.

Depuis 2008, la société porte le projet de développement des téléservices sur le marché d'affaires.

Tiru

Voir la section 6.4.1.2 (« Tiru »).

6.2.1.3 OPTIMISATION AMONT/AVAL – TRADING

6.2.1.3.1 RÔLE ET MISSIONS DE LA DOAAT

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT) a pour vocation principale d'assurer l'équilibre, pour l'électricité et le gaz, entre ressources amont et débouchés aval d'EDF en France et de maximiser la marge brute de l'ensemble intégré amont/aval :

- ressources amont : parc de production, contrats d'approvisionnement long terme d'électricité et de gaz, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés ;
- ressources aval : contrats de fourniture long terme, ventes aux clients finals, ventes sur les marchés de gros, enchères de capacités de production (VPP), ventes aux fournisseurs alternatifs en France, capacités d'effacements contractuelles.

L'optimisation consiste à effectuer des arbitrages économiques à court et moyen termes entre les différentes ressources disponibles pour satisfaire les engagements de fourniture d'EDF auprès de ses clients, tout en maîtrisant les risques liés aux aléas de production, de consommation ou de marché, et leurs conséquences financières.

L'objectif de la DOAAT est de sécuriser et de maximiser la marge brute énergies de l'ensemble « Production-commercialisation » en exploitant au mieux les flexibilités des actifs amont ou aval et en recherchant en permanence les meilleures opportunités d'achat ou de vente sur les marchés de gros.

La DOAAT gère les approvisionnements en combustibles fossiles — charbon et fuel — des centrales d'EDF.

Aux horizons de plus long terme, la DOAAT anticipe et propose les évolutions en structure des portefeuilles d'actifs amont et aval en fonction des perspectives d'évolution des marchés et de la stratégie de l'entreprise.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF. Depuis septembre 2006, la DOAAT assure également l'équilibre du portefeuille amont/aval gaz d'EDF en France et en Belgique jusqu'à un horizon de trois ans ainsi que la logistique de transport et de stockage associée depuis les points de livraison aux frontières, le *hub* gazier de Zeebrugge et les Points d'Échange de Gaz (« PEG ») de la France. Elle gère l'exposition du portefeuille amont/aval gaz au risque d'évolution des prix et apporte un appui au montage des offres des commercialisateurs d'EDF à ses clients en France et en Belgique.

La DOAAT et EDF Trading emploient aujourd'hui environ 1 200 salariés, principalement en France et en Grande-Bretagne.

6.2.1.3.2 ACTIVITÉS D'OPTIMISATION DE L'ÉQUILIBRE AMONT/AVAL

La DOAAT a en charge la gestion des risques physiques pesant sur les portefeuilles amont/aval électricité et gaz d'EDF et leurs conséquences financières.

La DOAAT optimise la marge brute énergies de l'ensemble Commercialisation et Production (« C+P ») en actionnant les leviers de flexibilité disponibles des portefeuilles amont, aval et marché de gros et en proposant des évolutions en valeur et en structure de ces portefeuilles, et ce, aux différents horizons de temps.

6.2.1.3.2.1 Optimisation de l'équilibre amont/aval électricité

À long terme (5 ans et plus), la DOAAT contribue à l'élaboration du programme d'investissement de production, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

À moyen terme (5 à 3 ans), le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille C+P d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers acceptables. Les leviers principaux sont alors : la recherche de nouvelles modalités de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens de production et l'adaptation de la composition du parc ; les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales ; l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline également sur **des horizons plus courts (3 ans à 1 mois)**, dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes (risque volume) et de risques prix élaborées conformément aux directives de la Direction Contrôle des Risques Groupe et validées par le Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France. Au plan physique, les principaux risques pesant sur les volumes d'énergie sont les variations de température, d'hydraulicité, de disponibilité du parc de production et de parts de marché. Ainsi, par exemple, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France jusqu'à environ 2 100 MW (source RTE-EDF Transport) et, entre 2 années extrêmes, l'écart entre les volumes d'énergie hydraulique disponible peut atteindre jusqu'à 15 TWh. La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO₂.

Pour faire face au risque « Volume », la DOAAT prend des marges physiques de puissance suffisantes pour limiter la probabilité pour EDF de devoir effectuer des achats sur les marchés spot (la veille pour le lendemain) pour satisfaire son portefeuille d'engagements commerciaux. La DOAAT possède un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients), achats/ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « Prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, seul habilité à effectuer des arbitrages économiques sur les marchés de gros, à partir de ses anticipations d'évolution des prix de marché.

À court terme, de l'horizon hebdomadaire à l'infra journalier — La DOAAT porte, vis-à-vis de RTE-EDF Transport, la charge de « Responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, c'est-à-dire qu'EDF s'engage à compenser financièrement RTE-EDF Transport en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE-EDF Transport un programme d'offre équilibré avec la demande pour le lendemain qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. Pour garantir l'équilibre sur le périmètre EDF, la DOAAT peut exploiter les souplesses du portefeuille clients (notamment effacements) ou des actifs de production (déplacements d'arrêts/essais, actifs mobilisables en quelques heures comme le parc thermique à flamme - voire en quelques minutes comme les turbines à combustion ou les centrales hydrauliques) en fonction de leur valeur économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les opportunités d'achats ou de ventes « Spot » d'électricité réalisées sur les marchés par EDF Trading. La flexibilité du portefeuille clients et production permet même des arbitrages en cours de journée.

En outre, la DOAAT analyse et évalue l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles : mécanisme d'allocation de capacités aux frontières, renforcement des exigences environnementales.

Sous l'égide de l'Union Française de l'Électricité (UFE), EDF, à l'instar d'autres producteurs français, a mis en place un dispositif de communication quotidienne d'information sur la production réalisée de ses installations ainsi que sur leurs prévisions de disponibilité.

Afin de favoriser la transparence du marché, l'UFE a décidé depuis fin 2008 d'enrichir et d'accélérer la publication de ces données.

6.2.1.3.2 Optimisation de l'équilibre amont/aval gaz

La DOAAT optimise l'équilibre amont/aval d'EDF dans le domaine du gaz naturel jusqu'à l'horizon de 3 ans et gère l'ensemble des flux de gaz correspondants.

L'amont gaz est constitué des contrats d'approvisionnements de gaz moyen ou long terme (gaz gazeux et GNL) négociés par la Direction Gaz, des achats-ventes sur les marchés de gros du gaz naturel réalisés via EDF Trading, et de la logistique associée : capacités de transit et de transport de gaz naturel, de regazéification sur les terminaux méthaniers, et de stockage de gaz naturel.

L'aval est constitué des portefeuilles clients d'EDF, d'EDF Belgium, et, depuis avril 2008, d'Électricité de Strasbourg.

L'optimisation consiste à minimiser les coûts d'approvisionnement et de capacités logistiques associées, dans le respect de la politique de risques et des trajectoires de ventes de l'entreprise. La minimisation du coût d'approvisionnement est réalisée en arbitrant, à tous les horizons de temps, entre le recours au marché de gros via EDF Trading et l'activation des souplesses disponibles du portefeuille : flexibilité d'enlèvement des contrats d'approvisionnements, recours aux capacités de stockage, effacements prévus dans les contrats de certains clients. Pour la gestion du risque d'évolution des prix de marché, la DOAAT décide des couvertures financières nécessaires, qui sont mises en œuvre via EDF Trading.

6.2.1.3.3 EDF TRADING

Le négoce de commodités énergie est un élément clé d'optimisation des activités de production et de fourniture d'EDF, dans la mesure où les contraintes et besoins des producteurs et des fournisseurs doivent être pris en compte de manière conjointe, et non séparément, en cas de recours aux marchés de gros.

EDF Trading est l'entité en charge des activités de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, des combustibles fossiles et des permis d'émission de CO₂ pour le compte d'EDF. À ce titre, EDF Trading est notamment chargée de l'achat et de la vente de capacités de transport de gaz et d'électricité au sein des réseaux européens et de l'approvisionnement en combustible des centrales au charbon et au fioul d'EDF. En 2009, EDF Trading a négocié environ 2 315 TWh d'électricité, 205 Gm³ de gaz naturel, 525 millions de tonnes de charbon et les capacités de transport afférentes, 681 millions de barils de pétrole (produits dérivés pour l'essentiel) et 266 millions de tonnes de certificats d'émission de CO₂.

Les activités de négoce d'EDF Trading sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Ainsi, le Directeur Optimisation Amont Aval Trading (DOAAT) siège au conseil d'administration d'EDF Trading.

EDF Trading Ltd est une société de droit anglais, filiale à 100 % d'EDF, et qui agit sur les marchés par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % EDF Trading Markets Ltd basée à Londres et réglementée par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (la « *Financial Services Authority* »).

6.2.1.3.3.1 Négoce d'électricité

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros de l'électricité. Elle assure ainsi l'optimisation et la mise en œuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme de la DOAAT. Depuis 2006, afin de faciliter ces opérations, EDF Trading dispose d'une succursale de *trading* en France chargée plus particulièrement des activités de *trading* journalier et infra-journalier sur les marchés de l'électricité, notamment en France et en Allemagne. L'entité agit sous le contrôle d'EDF Trading et intègre l'ensemble des processus de gestion et de contrôle des risques d'EDF Trading.

EDF Trading est aujourd'hui reconnu comme l'un des négociants les plus importants et les plus performants d'électricité en Europe. EDF Trading a également développé une présence significative sur les marchés de l'électricité en Europe de l'Est et aux États-Unis en appui à la stratégie de développement du groupe EDF.

La plupart des activités d'EDF Trading dans le domaine de l'électricité repose sur des opérations bilatérales négociées de gré à gré. La proportion des opérations effectuées au moyen d'instruments financiers et dont le règlement-livraison se fait en numéraire uniquement, a augmenté de façon graduelle et constante au cours des dernières années en raison de la volonté des nouveaux entrants de réduire leur exposition aux risques physiques et de crédit. Néanmoins, ce développement reste encore limité dans la mesure où les acteurs actuels du marché créent, utilisent et commercialisent les produits sous-jacents et ont souvent besoin d'une livraison physique des produits.

6.2.1.3.3.2 Négoce d'émission de CO₂

EDF Trading est un acteur significatif sur le marché européen des permis d'émissions de CO₂. EDF Trading est par ailleurs l'interface exclusive d'EDF et d'EDF Energy avec les marchés de gros pour leurs opérations de couverture. EDF Trading est également actif sur le marché des mécanismes de développement propre. Ce dispositif, défini par le Protocole de Kyoto, permet d'acquérir des crédits d'émission générés par des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents. EDF Trading s'est également vu confier en 2006 la gestion du Fonds Carbone Groupe, lancé par EDF et associant les principales sociétés du groupe EDF (EDF, EDF Energy, EnBW et Edison). Grâce à la mutualisation des capacités du Groupe en matière d'achat de crédits d'émissions, ce Fonds dispose d'une capacité d'achat de près de 300 millions d'euros et se positionne donc comme un des principaux acteurs du marché des mécanismes de développement propre. Avec

la création de ce Fonds, les différentes sociétés du groupe EDF consolident leur stratégie de couverture CO₂ en diversifiant leurs ressources en permis d'émission.

Le 16 novembre 2009, EDF Trading et Bioneris, leader dans le traitement des gaz issus de la décomposition des déchets, ont conclu un accord pour la valorisation du gaz issu de déchets provenant de 4 sites situés en Amérique du Sud. Cet accord permettra à EDF Trading d'acquiescer les permis d'émission de CO₂ générés par la collecte de méthane issus de ces déchets dans les 4 installations dont Bioneris est le propriétaire et l'exploitant.

6.2.1.3.3.3 Négoce de gaz

EDF Trading est l'un des principaux négociants sur les marchés européens du gaz et opère principalement au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. EDF Trading intervient sur tous les maillons de la chaîne d'approvisionnement, de l'achat du produit directement au sortir des plates-formes *offshore* jusqu'à la livraison à ses contreparties du marché de gros, en passant par le transport et le stockage. Les activités d'EDF Trading dans le domaine du gaz reposent sur un nombre important d'opérations structurées.

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros du gaz. L'entreprise assure l'optimisation et la mise en œuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme pour le compte de la DOAAT.

EDF Trading est également actif, et ce depuis 2006, sur le marché du gaz naturel liquéfié (GNL). En juin 2007, EDF Trading a signé un contrat avec *Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited (II)* (RasGas), société gazière qatarie (voir section 6.4.2 (« Activités Gaz »)).

Le 5 juin 2008 EDF Trading a signé un contrat avec *The Dow Chemical Company* (Dow) portant sur un partage de capacités de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL). Au titre de ce contrat, EDF Trading met à disposition de Dow des capacités dans des terminaux de regazéification de GNL en Europe. En contrepartie, Dow offre à EDF Trading un accès à ses capacités de regazéification dans le terminal de Freeport au Texas (voir également section 6.1.1.3 (« Gaz »)) concernant l'acquisition de champs gaziers en mer du Nord auprès d'ATP Oil & Gas.

Par ailleurs, le 20 octobre 2009, EDF Trading et la filiale de *trading* de Gazprom ont conclu un accord prévoyant des échanges de livraison de gaz naturel entre les États-Unis et l'Europe, portant sur 0,5 Gm³/an sur les 5 prochaines années.

6.2.1.3.3.4 Négoce de charbon et de fret de charbon

EDF a confié à EDF Trading la responsabilité exclusive de l'approvisionnement en charbon de ses centrales thermiques à flamme. EDF Trading a également en charge l'approvisionnement des centrales thermiques d'EDF Energy en ce qui concerne les achats de charbon à l'international. EDF Trading est l'un des acteurs majeurs à la fois sur les marchés physiques et financiers du charbon et du fret correspondant. EDF Trading achète du charbon en provenance des principales zones mondiales de production, notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, la Colombie, l'Indonésie et la Pologne, et constitue l'un des principaux importateurs de charbon en Europe. EDF Trading a conclu des contrats d'achat à long terme dans les bassins pacifique et atlantique, et dispose d'équipes spécialisées et très expérimentées dans la logistique maritime et terrestre.

En juillet 2007, EDF Trading a acquis la société Amstuw BV, qui gère trois terminaux de charbon, d'une capacité totale de 15 millions de tonnes par an, sur le port d'Amsterdam.

EDF Trading a également créé fin 2007 une joint-venture en partenariat avec Chubu Electric Power Company portant sur la fourniture et le *trading* de charbon au Japon.

EDF Trading a acquis le 9 décembre 2008, auprès de la société Whitehaven Coal Limited, une participation de 7,5 % dans la société Narrabri Coal Joint Venture qui exploite en Australie la mine de charbon de Narrabri. La transaction comprend également la signature d'un contrat d'achat de charbon d'une durée de 20 ans qui permet à EDF Trading de sécuriser une partie de ses approvisionnements long terme en charbon. La mine de charbon de Narrabri est située à 25 km au sud de la ville de Narrabri. La production de charbon devrait démarrer au cours du 1^{er} trimestre 2010.

6.2.1.3.3.5 Négoce de pétrole

EDF Trading est actif sur les marchés financiers du pétrole, notamment afin de gérer l'indexation des prix des contrats de gaz sur les cours des produits pétroliers. Les activités de négoce dans ce domaine consistent principalement à effectuer des opérations de couverture sur le portefeuille gazier et à développer le *trading* autour de ces positions en fonction des opportunités d'arbitrage qui se présentent sur les marchés, toujours dans le strict respect des limites de risques fixées par le conseil d'administration.

6.2.1.3.3.6 Négoce de biomasse

En juillet 2007, EDF Trading a acquis la société Renewable Fuel Supply Limited (RFSL). RFSL est active dans la fourniture de biomasse, la logistique associée, et l'appui technique aux producteurs d'électricité souhaitant mettre en place une alimentation bi-combustible (biomasse et charbon) de leurs centrales au charbon.

6.2.1.3.3.7 Développement des activités d'EDF Trading outre Atlantique

Le 30 octobre 2008, EDF Trading a acquis, auprès de Lehman Brothers, la société Eagle Energy Partners I, L.P. (« Eagle ») devenue depuis le 5 octobre 2009 EDF Trading North America LLC. EDF Trading North America est une société basée à Houston (Texas) qui opère dans le domaine de l'optimisation et du *trading* de gaz et d'électricité aux États-Unis. Ses activités sont majoritairement centrées autour de :

- l'optimisation de moyens de production d'électricité et la gestion de l'équilibre offre-demande ;
- l'optimisation d'actifs de transport et de stockage de gaz ;
- la fourniture de services de couverture des risques liés aux prix des énergies.

EDF Trading North America est une société qui compte près de 180 collaborateurs et est un acteur de premier plan en Amérique du Nord dans le domaine des services sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité. Elle est la plateforme d'EDF Trading pour ses activités en Amérique du Nord.

Le 17 avril 2009, EDF Trading North America a étendu ses activités dans le domaine du négoce d'électricité par le rachat d'un portefeuille de contrats détenu par Constellation dans l'ouest du pays.

6.2.1.3.3.8 Partenariat avec Crédit Agricole-CIB

Le 13 mai 2009, EDF Trading et Crédit Agricole-CIB ont signé un accord de partenariat pour la création d'une joint-venture venant compléter l'activité de financement et d'origination de Crédit Agricole-CIB.

Cette joint-venture pourra proposer aux clients de Crédit Agricole-CIB des offres commerciales comme par exemple le financement d'infrastructures énergétiques incluant la couverture de risques étendue aux commodités énergétiques. Elle ouvre pour EDF Trading des perspectives nouvelles de développement organique.

EDF Trading met à disposition de la joint-venture des experts dans le domaine de l'exécution des opérations et de la gestion des risques sur les marchés de gros de l'énergie ainsi que son infrastructure opérationnelle. Crédit Agricole-CIB contribue en apportant sa base de clients ainsi que les ressources financières nécessaires aux activités de *trading* de la joint-venture.

Cette joint-venture, basée dans les locaux de Crédit Agricole-CIB à Londres, a effectué ses premières opérations en novembre 2009.

6.2.1.3.4 LES ENCHÈRES DE CAPACITÉ

La DOAAT gère le mécanisme des enchères de capacités (« VPP »).

Les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne dans le cadre de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagé depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, et ce, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement a été pris début 2001 afin de favoriser l'accès de concurrents au marché français.

En 2009, près de 38 TWh (pour 43 TWh en 2008) ont ainsi été mis à disposition du marché.

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.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour à un rythme trimestriel. Si un arrêt des enchères devait être envisagé, EDF serait favorable à une sortie progressive du processus, de façon à prévenir toute perturbation sur le marché.

6.2.1.3.5 CONTRATS D'ACHAT/VENTE D'ÉLECTRICITÉ DE LONG TERME

EDF entretient des relations commerciales au travers de nombreux contrats d'achat ou de vente d'énergie, avec des opérateurs européens tels que GDF SUEZ, Enel, EnBW, NOK, EGL, Atel, POWEO, Direct Énergie et SNET-EON.

En 2009, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 48 TWh et 6 TWh.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée d'exploitation de l'installation (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF - Contrats d'allocation de production ») ci-dessus) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans ;
- des droits ou obligations vis-à-vis des ex-producteurs liés (principalement la SNET), devenus indépendants d'EDF lors de l'ouverture des marchés.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires (EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe).

6.2.1.3.6 FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS EN FRANCE

Par sa décision du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF de mettre à disposi-

tion des fournisseurs alternatifs une capacité d'électricité significative, de 1 500 MW en base, soit un volume d'environ 10 TWh/an sur des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

Pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, le prix en euros courants, fixé à 36,8 euros/MWh pour 2008, puis à 39,4 euros/MWh pour 2009, augmentera progressivement pour atteindre 47,2 euros/MWh en 2012.

Ces volumes seront attribués lors de trois appels d'offres successifs, en 2008 et 2009, ouverts à tous les fournisseurs alternatifs d'électricité en France. Les adjudications ont porté sur le prix que les acquéreurs étaient disposés à payer pour bénéficier de l'électricité proposée pour la deuxième période de 10 ans. La capacité minimale accessible par chaque acquéreur était d'1 MW. La première adjudication a eu lieu le 12 mars 2008. 12 sociétés ont participé à cette adjudication, qui a permis à 5 entreprises d'acquérir les 500 MW proposés par EDF. La deuxième adjudication a été organisée le 19 novembre 2008 et a permis à 5 entreprises sur les 10 participantes d'acquérir les 500 MW proposés par EDF. Enfin, la troisième adjudication a eu lieu le 18 novembre 2009 et a permis à 4 sociétés d'acquérir les 500 MW proposés par EDF. Ce troisième appel d'offres destiné aux fournisseurs alternatifs était le dernier organisé par EDF. Au final, ces 3 enchères auront permis à 9 fournisseurs alternatifs d'acquérir 1 500 MW, soit la totalité de l'énergie proposée par EDF.

En 2009, les volumes d'électricité totaux mis à disposition par EDF par le biais de ce mécanisme ont représenté 6 TWh.

6.2.2 Opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent :

- le transport, géré par RTE-EDF Transport SA (ci-après dénommée « RTE ») ;
- la distribution, gérée par ERDF et l'opérateur commun avec GDF SUEZ ;
- les activités d'EDF dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (Corse, DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon), gérées par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (« SEI »).

Les tarifs de ces opérations régulées sont fixés au travers des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ainsi qu'au travers de la compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (CSPE ZNI) (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) »)).

6.2.2.1 TRANSPORT – RTE

Créé le 1^{er} juillet 2000, et filialisé depuis le 1^{er} septembre 2005, RTE est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 45 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. La filialisation de RTE a été mise en œuvre durant l'année 2005 et RTE est désormais une filiale à 100 % d'EDF, consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe.

RTE attache une attention particulière à accompagner dans les meilleures conditions le développement des énergies renouvelables en France. Le développement du réseau de transport et des interconnexions est un élément essentiel pour assurer le développement des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne, et leur intégration dans le système électrique.

En 2009, le groupe RTE a réalisé un chiffre d'affaires de 4 130 millions d'euros, un excédent brut d'exploitation de 1 212 millions d'euros (source : comptes consolidés 2009 du groupe RTE).

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE au cours des années 2006 à 2009 :

(TWh)	2006	2007	2008	2009*
Injections				
Production	520,6	514,8	549,1	518,8
Soutirages				
Énergie prélevée pour le pompage	7,4	7,6	6,6	6,7
Livraisons (y compris pertes)	449,6	450,2	494,5	486,4
SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES	63,6	57,0	48	25,7

*chiffres provisoires.

Sur l'ensemble de l'année 2009 hormis le mois de mars, le solde des échanges physiques d'électricité avec l'étranger a été inférieur à celui de 2008 en raison de la diminution de la production française mais reste cependant exportateur. De plus, pour la première fois depuis l'hiver 1982-1983, le solde mensuel des échanges a été importateur en octobre.

6.2.2.1.1 ACTIVITÉS DE RTE

RTE :

- gère les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre/demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes. Il procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts ;
- gère l'infrastructure de transport : RTE exploite et entretient le réseau public de transport et est responsable de son développement, en minimisant le coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, des personnes et des biens ;
- garantit l'accès au réseau de transport : il conclut des contrats avec les utilisateurs du réseau de transport, sur la base des tarifs d'accès aux réseaux et dans le respect des règles de non-discrimination.

6.2.2.1.1.1 Gestion des flux d'énergie

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE dus aux écarts négatifs est répercuté aux « Responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre. Ces interconnexions sont utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité (par exemple, pour compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en France en faisant appel aux producteurs et transporteurs voisins et réciproquement) et pour développer le marché européen de l'électricité en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union européenne. De surcroît, ces interconnexions, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre

des frontières, permettent de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Interconnexion France-Espagne :

Inelfe (Interconnexion Electrique France Espagne) est une société franco-espagnole créée le 1^{er} octobre 2008 pour porter l'ensemble du projet d'interconnexion entre la France et l'Espagne depuis les études de faisabilité jusqu'à la réalisation de l'ouvrage lui-même. Elle garantit la cohérence des choix techniques et environnementaux entre la France et l'Espagne pour ce projet. C'est une société par actions simplifiées détenue à parts égales par RTE et son homologue espagnol REE (Red Eléctrica de Espana) qui s'appuie sur les structures et les experts de ces deux sociétés pour l'étude et la réalisation de la liaison. Le 27 octobre 2009, le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer a validé le tracé (fuseau de moindre impact) proposé par le Préfet des Pyrénées-Orientales. Le calendrier prévisionnel prévoit une date de mise en service fin 2013 pour un budget estimé à 700 millions d'euros.

Interconnexions avec la Grande-Bretagne :

RTE et ELIA entreprise gestionnaire du réseau de transport (« GRT ») en Belgique, ainsi que National Grid, le GRT britannique, ont lancé le 8 septembre 2008 auprès des différents acteurs une consultation du marché de l'électricité relative aux besoins d'augmenter dans l'avenir les capacités d'échange entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe, ainsi que sur le projet de construction d'une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne. Cette consultation s'inscrit dans un contexte où l'augmentation des investissements sur les réseaux de transport à travers toute l'Europe devient une nécessité, afin notamment d'accompagner l'essor des énergies renouvelables et l'implantation des nouvelles centrales de production. Puis RTE et ELIA ont créé, le 18 décembre 2008, une société commune Coreso. Cette société, opérationnelle depuis le 16 février 2009, a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre GRT exprimés tant par la Commission européenne, que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

National Grid a rejoint RTE et Elia en tant que nouvel actionnaire de Coreso en mai 2009. Les trois GRT détiennent désormais chacun un tiers du capital de CORESO.

RTE et National Grid ont décidé en juillet 2008 d'engager conjointement près de 70 millions d'euros d'investissements sur l'interconnexion électrique IFA2000 reliant la France et l'Angleterre, particulièrement pour le remplacement des équipements de conversion datant de 1986, année de mise en service de l'interconnexion. RTE et National Grid vont ainsi accroître la fiabilité de l'interconnexion électrique existante et en améliorer dans la durée la disponibilité en réponse aux attentes du développement du marché européen de l'électricité. Ils marquent ainsi leur volonté de renforcer la sûreté des systèmes électriques et la fluidité des échanges d'électricité entre le Royaume-Uni et le reste de l'Europe.

Tri Lateral Market Coupling

Les capacités d'échange aux frontières étant limitées, des règles ont été définies au niveau européen par le règlement (CE) n° 714/2009 afin de traiter les problèmes de congestion de réseau pour l'allocation des capacités d'interconnexion (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). En pratique, deux méthodes permettent d'être en conformité avec ce règlement :



- l'allocation de capacité d'interconnexion par enchères explicites : mise en vente de droits de programmer des échanges ;
- l'allocation par enchères implicites : la priorité d'accès aux interconnexions est donnée aux blocs d'énergie coûtant le moins cher.

Dans ce dernier cas, des « Couplages de marchés » se sont mis en place. Le couplage de marché est fondé sur le fonctionnement des bourses d'électricité et revient à fusionner les carnets d'ordre (achat/vente) de deux bourses voisines et à renvoyer un prix unique commun aux deux bourses, dans la limite des capacités d'échange import et export.

Le couplage des trois marchés électriques France – Belgique – Pays-Bas, appelé *Tri Lateral Market Coupling* a été initié le 21 novembre 2006. Il constituait une première expérience en Europe (hors Nordpool) et son succès est aujourd'hui confirmé. Après la signature du *Memorandum of Understanding* en juin 2007, les bourses électriques et les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité belges, français, allemands, luxembourgeois et néerlandais ont réalisé des progrès significatifs vers un couplage des marchés de l'électricité de la région CWE (*Central and Western Europe*) et une meilleure coordination pour une sécurité d'approvisionnement. Le résultat du couplage de marché permet la mise en place du marché régional électrique le plus important en Europe. Il contribue à un rapprochement de ces marchés électriques spot ainsi qu'à une utilisation plus efficace des interconnexions. Le couplage de marché contribue à accentuer la concurrence concernant les prix des marchés de gros de l'électricité et à accroître la sécurité d'alimentation. Le 1^{er} octobre 2008, les 7 GRT concernés (RTE, Elia, TenneT, CegeDel Net, ainsi qu'EnBW, E.On Netz et RWE TSO) ont créé une société commune, dénommée « CASC-CWE » (*Capacity Allocation Service Company*), visant à offrir aux utilisateurs un « Guichet unique » pour l'allocation aux enchères des capacités de transport d'énergie aux frontières des pays de la zone CWE (France, Benelux et Allemagne).

6.2.2.1.1.2 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE assure la maintenance du réseau de transport au travers de l'entretien quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

À la suite des tempêtes de 1999, RTE a engagé un programme de sécurisation mécanique. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à se prémunir contre des événements climatiques majeurs par le renforcement de la tenue mécanique des lignes aériennes afin qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer environ 16 400 pylônes anti-cascade pour prévenir l'effet « Château de cartes » si les vitesses du vent étaient supérieures.

Au total, RTE devrait consacrer, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, 2,4 milliards d'euros à la sécurisation mécanique de son réseau avec un niveau moyen de dépenses d'environ 160 millions d'euros par an. Ce programme concerne 45 000 km de lignes aériennes du réseau de RTE.

Fin 2009, RTE a installé les trois quarts des pylônes « anti-cascade » prévus et tous seront installés d'ici 2013. Ces pylônes spéciaux présentent une résistance mécanique encore plus importante et sont installés sur les lignes très haute tension (225 000 et 400 000 volts), tous les 3 à 5 kilomètres. Fin 2009, RTE a réalisé 95 % des travaux d'élargissement des tranchées forestières qui concernent au total 8000 km de lignes électriques. En 1999, les chutes d'arbres avaient représenté 50 % des causes d'avaries des pylônes.

Dans la nuit du vendredi 23 au samedi 24 janvier 2009, la tempête Klaus, d'une ampleur exceptionnelle, par endroits plus importante que celle de 1999, a touché une grande partie du réseau haute et très haute tension de RTE dans le Sud-Ouest, le Languedoc-Roussillon et le Sud de l'Auvergne,

entraînant des interruptions de l'alimentation électrique. En remettant en service l'ensemble de son réseau sous cinq jours, RTE a respecté son engagement pris auprès de l'État en 2002. Ce résultat a été obtenu grâce aux travaux de sécurisation déjà réalisés et à la mobilisation exceptionnelle de 600 techniciens et spécialistes de RTE appuyés par des moyens hélicoptés. Les tempêtes de décembre 1999 et celle du 24 janvier 2009 sont des événements historiques comparables en termes de puissance de vent. Cependant, à périmètre égal dans le Sud-Ouest, la tempête Klaus a mis hors tension deux fois moins de lignes à haute et très haute tension et trois fois moins de postes qu'en 1999. Elle a endommagé quatre fois moins de pylônes qu'en 1999. Ces résultats montrent le bien fondé des actions du plan de sécurisation mécanique de RTE (source : RTE Bilan électrique 2009).

D'ici 2017, les travaux de sécurisation permettront d'assurer que chaque point de livraison des clients de RTE sera raccordé au réseau par au moins une ligne capable de résister à des vents de force équivalente à celles de 1999, conformément aux nouvelles normes de résistance mécanique plus sévères.

Développement

RTE poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les nouveaux projets visent à renforcer le réseau national et l'ancrage du réseau de transport français dans le système européen.

RTE élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2009, RTE a dépensé 1 021 millions d'euros au titre du développement de son réseau contre 834 millions d'euros en 2008.

Réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

L'alimentation électrique des Yvelines sécurisée

L'alimentation électrique des Yvelines est désormais sécurisée grâce à la création d'un nouveau poste de transformation électrique à Méré et d'une liaison souterraine 225 000 Volts entre ce nouveau poste et le poste électrique d'Elancourt qui dessert en électricité une grande partie du département des Yvelines.

Ces nouvelles infrastructures inaugurées le 6 mars 2009 permettent de résoudre totalement les contraintes de capacité de transit que le réseau de transport d'électricité connaissait régulièrement ces dernières années, notamment au cours des périodes les plus froides de l'hiver.

La ligne Marlenheim-Vigy et le raccordement de Saint-Avold

Fruit d'une concertation initiée dès 1998, la nouvelle ligne 400 000 volts qui relie Marlenheim (près de Strasbourg) à Vigy (près de Metz) a été inaugurée le 30 avril 2009. Pour RTE, c'est l'achèvement de l'un des grands projets de la décennie. La ligne 400 kV Marlenheim-Vigy, longue de 137 km (112 en Lorraine et 25 en Alsace) a été construite en remplacement de l'ancienne liaison 225 kV. Cette nouvelle ligne à double circuit contribue à :

- sécuriser l'alimentation de l'agglomération strasbourgeoise,
- accompagner le développement économique de l'Est mosellan (secteurs de Saint-Avold et de Sarrebourg),
- assurer l'alimentation de la seconde phase du TGV Est,
- renforcer les capacités de transport d'électricité du Grand Est de la France.

Renforcement de l'alimentation électrique de la région Sud Bretagne avec le démarrage des travaux de construction du poste 400/225 kV du Morbihan

Ces travaux ont débuté en automne 2009. La Bretagne est une région qui connaît une forte croissance de sa consommation d'électricité et un déficit de production. En effet, l'essentiel de la puissance produite provient de la centrale de Cordemais ou des centrales nucléaires de la vallée de la Loire :

une avarie sur le réseau de transport, lors des pointes de consommation hivernales, peut conduire à une saturation du réseau 225 kV entre Nantes et Lorient et provoquer une panne. Ce projet est le fruit d'une large concertation organisée depuis juin 2005 sous l'égide de la sous-préfecture de Lorient. L'emplacement du poste a été choisi à l'unanimité, à l'issue de la phase de concertation en 2006. Localisé dans une ancienne carrière, il présente l'avantage d'un moindre impact sur les terres agricoles et se situe à l'écart des zones résidentielles. La proximité du poste et de la ligne 400 kV Cordemais (Nantes)-La Matyre (Brest) devrait permettre de limiter les raccordements à un aménagement de pylônes, sans création de nouvelle ligne. La mise en service de ce poste est prévue en décembre 2010.

Une nouvelle étape de croissance des investissements sur les réseaux de RTE

Intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité, tels sont les défis auxquels RTE doit faire face dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Pour y répondre, RTE, avec l'assentiment de la CRE, marque une nouvelle étape en matière d'investissements : en croissance sensible depuis 2004, ils seront portés à plus d'un milliard d'euros par an sur la période 2009-2012. Pour financer ses investissements, RTE dispose de ses propres ressources, fondées principalement sur le tarif payé par les utilisateurs du réseau. Ce tarif est calé pour couvrir tous les coûts de RTE ainsi qu'une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissement approuvés (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

Bilan énergétique 2009¹

La consommation intérieure française d'électricité a atteint 486,4 TWh, en baisse de 1,6 % (-8,1 TWh) en 2009 par rapport à 2008. Les clients directs raccordés au réseau de RTE affichent une diminution de leurs soutirages de 8,6 % (-7,3 TWh). Le contexte économique défavorable, lié aux effets de la crise économique qui a débuté en octobre 2008, a nettement contribué à la baisse de la consommation intérieure. La consommation des clients desservis par les réseaux de distribution reste cependant quasiment stable. Cette baisse est imputable essentiellement aux clients directs de RTE (grande industrie), la moindre consommation des PMI/PME desservies par les réseaux de distribution étant presque totalement compensée par la hausse de la consommation des professionnels et particuliers. Les conditions climatiques rencontrées en 2009 (en particulier les pics de froid de janvier et décembre) ont entraîné un supplément de consommation de 2,0 TWh par rapport 2008. La consommation intérieure corrigée de l'impact des aléas climatiques et de l'effet de l'année bissextile atteint 478,1 TWh en 2009, en baisse de 1,8 % par rapport à 2008 (-8,5 TWh). Bien que les consommations de novembre et décembre dépassent le niveau atteint fin 2008, la consommation du dernier trimestre 2009 reste en retrait de 0,4 % par rapport à celle du dernier trimestre 2008. En 2009, un nouveau maximum de consommation en France a été enregistré le mercredi 7 janvier à 19h00 avec une valeur de 92 400 MW pour une température moyenne journalière de -3,0°C (-7,8°C par rapport à la normale). Le solde exportateur des échanges physiques avec l'étranger atteint 25,7 TWh en 2009, en baisse de 46,5 % (-22,3 TWh) par rapport à 2008.

6.2.2.1.3 Activités de RTE à l'international

RTE International, filiale de RTE créée en septembre 2006, est l'interface de RTE pour toutes les prestations d'ingénierie et de conseil hors de France en réponse soit à des appels d'offres soit à des sollicitations de gré à gré.

L'activité de RTE International a pâti en 2009 de la conjoncture mondiale et l'activité a reposé en grande partie sur les contrats existants. Les deux principaux nouveaux contrats ont été conclus au Vietnam, pour l'étude de la mise en place d'un réseau de téléconduite en partenariat avec ERDF International et EDF, et au Sénégal, pour la préparation de la dissociation des activités de production, transport et distribution de l'opérateur historique, la SENELEC, en partenariat avec CapGemini.

6.2.2.1.2 ORGANISATION DE RTE

RTE-EDF Transport SA : une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance

En application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005 approuvant les statuts de la société RTE prévoit que la société est contrôlée par un conseil de surveillance et dirigée par un Directoire.

Le conseil de surveillance de RTE, présidé par André Merlin, est composé de douze membres, dont six nommés par l'assemblée générale ordinaire, quatre représentants des salariés et deux représentants de l'État. La durée de leur mandat est de cinq ans.

Le Directoire de RTE, présidé par Dominique Maillard, est composé de quatre membres, nommés pour une durée de cinq ans, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du conseil de surveillance. Le conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'Énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le Président du Directoire soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE.

En France, la gestion du Réseau Public de Transport (RPT) est assurée par RTE en application de l'article 7 de la loi 2004-803 du 9 août 2004. L'article 12-II de la loi 2000-108 du 10 février 2000 dispose que le gestionnaire du RPT exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Le cahier des charges type de la concession du RPT 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 du RPT d'électricité a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051. Le nouveau cahier des charges se substitue au cahier des charges datant de 1995, inadapté au nouveau cadre juridique issu des directives communautaires (séparation juridique, comptable et managériale entre l'activité de transport et les activités de production et de fourniture d'électricité).

6.2.2.1.3 TARIF D'UTILISATION DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport est une composante du TURPE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

¹ Source : L'énergie électrique en France en 2009 (RTE).

6.2.2.2 DISTRIBUTION – ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE (ERDF)

L'activité de distribution a pour objet principal l'acheminement d'électricité vendue par les fournisseurs d'électricité aux clients finals. ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution et opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2008, dessert environ 34 000 des quelques 36 500 communes françaises. Cela représentait, en 2008, 95 % des volumes d'électricité distribués en France, 5 % étant distribués par des Entreprises Locales de Distribution (ELD). ERDF délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement :

- RTE, qui assume en France les responsabilités de transporteur (voir section 6.2.2.1 (« Transport — RTE ») ci-dessus) : les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau ;
- des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution.

À tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

Pour l'année 2009, les volumes d'électricité (données provisoires) qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

- injections : 367,1 TWh ;
 - dont par RTE : 346,7 TWh ;
 - dont par les producteurs décentralisés : 20,4 TWh ;
- soutirages : 345,4 TWh ; et
- pertes : 21,7 TWh.

Le réseau de distribution génère des pertes dont une part est due à des raisons physiques (effet Joule) qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. ERDF doit compenser ces pertes pour fournir la quantité d'électricité demandée par les clients finals. En 2009, le taux de pertes a été de 5,9 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 21,7 TWh. Les pertes techniques (effets Joule, fer, ...) représentent 60 % du total des pertes. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2009 à 1 694 millions d'euros. Pour compenser ces pertes, ERDF achète l'électricité correspondante sur le marché par le biais d'appels d'offres en mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés.

L'activité d'ERDF repose sur plusieurs métiers :

- assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession : extension, renforcement et renouvellement du réseau ;
- conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture ;
- réaliser les travaux sur le réseau ;
- assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur ;
- gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

ERDF a distribué en 2009 de l'électricité à plus de 33 millions de Points De Livraison (PDL) en France continentale via un réseau d'environ 1 285 000 km.

En 2009, ERDF a publié un chiffre d'affaires de 11 374 millions d'euros et un excédent brut d'exploitation de 2 157 millions d'euros (EBITDA). ERDF employait 36 349 personnes (y compris personnel non statutaire) au 31 décembre 2009 (source : rapport d'activité 2009 ERDF).

Le Gouvernement a sollicité ERDF pour participer au déploiement d'une infrastructure publique de bornes de recharge de véhicules électriques. ERDF a fait part des conditions qu'elle mettrait à une telle participation, notamment la neutralité financière et la séparation de cette nouvelle activité avec l'activité principale.

Actualité institutionnelle et législative

Les textes d'application des lois Solidarité et Renouvellement Urbain (SRU) et Urbanisme et Habitat (UH) relatives aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité prévoient la mise en œuvre d'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 ;
- identification précise des bénéficiaires et contributeurs ;
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation de l'ensemble des opérations de raccordement ;
- prise en charge par le tarif d'acheminement de 40 % du prix de raccordement (réfaction applicable au prix du barème).

L'arrêté du 17 juillet 2008 (publié au *Journal Officiel* du 20 novembre 2008) fixant le taux de réfaction à 40 % a permis la mise en œuvre des lois SRU UH. Cet arrêté est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009 et ne concerne que les autorisations d'urbanisme dont la date de dépôt de la demande est postérieure à cette date.

Le barème de prix a été proposé à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui l'a approuvé.

Les contributions reçues en application de ces textes sont comptabilisées en chiffre d'affaires.

6.2.2.2.1 RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Caractéristiques techniques

Le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions ») ci-dessous) est constitué, au 31 décembre 2009, d'environ :

- 604 100 km de lignes haute tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 680 900 km de lignes basse tension à 400 volts (BT) ;
- 2 205 postes-sources HTB/HTA ;
- 738 000 postes de transformation HTA/BT;

En général, les frontières de ce réseau sont :

- en amont, le poste source, propriété d'ERDF pour la partie qu'elle exploite, assurant l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ;
- dans certains cas, toujours en amont, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ;
- en aval, le compteur et le disjoncteur installés chez le client qui relèvent de la concession.

Le redressement ciblé de la qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. Il se traduit par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie contractuelle ou, à défaut, réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures. Le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, dont certaines dispositions sont entrées en vigueur le 28 juin 2008, fixe les seuils de qualité de desserte à respecter par les gestionnaires de réseau de distribution. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 98 % des clients sont considérés en 2009 comme « Bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

L'année 2009 a été marquée par des événements climatiques exceptionnels. La tempête « Klaus » du mois de janvier a touchée plus de 1,7 million de clients principalement dans le Sud-Ouest et la région Midi-Pyrénées. La tempête « Quentin » en février 2009 a quant à elle privé d'électricité plus de 900 000 clients dans une large moitié du territoire métropolitain. Ces deux événements ont eu un fort impact sur la durée moyenne d'interruption de la fourniture (critère B). Hors événements exceptionnels et hors incidents sur le niveau de transport, le critère B est de 86 minutes en 2009.

Le coût de remise en état des installations après le passage de ces deux tempêtes est évalué à 160 millions d'euros.

Le 28 février 2010, une violente tempête, Xynthia, a traversé la France. Au total 1 300 000 clients ont été privés d'électricité. Plus de 90 % ont été réalimentés dans les 2 jours. Les coûts de cette tempête sont en cours d'évaluation.

Évolution des investissements

En 2009, 2,3 milliards d'euros ont été investis, dont 1 milliard en majorité lié aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs. La poursuite de la relance des investissements initiée en 2008 s'est traduite par une augmentation de 279 millions d'euros d'investissements dans le réseau de distribution entre 2008 et 2009. Les ressources supplémentaires ainsi engagées ont été consacrées à la sécurisation des réseaux, à la sécurité, à la préservation de l'environnement et à la qualité de la desserte, domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes. En complément, les autorités concédantes ont investi environ 902 millions d'euros en 2009. Au total, ce sont donc environ 3,2 milliards d'euros qui ont été investis en 2009 en France continentale sur les réseaux de distribution. Un plan d'actions « Aléas climatiques » a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du Contrat de service public (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)). Reposant sur un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques, ce plan prévoit notamment l'enfouissement de plus de 30 000 km de réseaux à moyenne tension d'ici 2016.

En outre, ERDF, afin de répondre aux objectifs du Contrat de service public, ainsi qu'à des objectifs environnementaux et esthétiques, s'est engagé à enterrer 90 % des nouvelles lignes HTA et à réaliser en « Technique discrète » les deux tiers des nouvelles lignes BT. ERDF n'a pas pour objectif d'enfourir l'intégralité de son réseau. Un réseau enterré reste en effet soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien : il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.) et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients peut être plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

En 2009, ERDF a construit plus de 90 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 70 % des nouvelles lignes basse tension en technique souterraine ou discrète (câble torsadé en façade). Elle a ainsi dépassé son engagement avec l'État à réduire l'impact visuel de ses ouvrages. Par ailleurs, dans le cadre de son plan aléas climatiques, ERDF a déposé en 2009 plus de 3 700 km de lignes aériennes moyenne tension.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE »). Elle lui permet de mobiliser à tout moment sur une région touchée, les équipes d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. La tempête Xynthia a mobilisé environ 5 000 personnes dont 460 au titre de la Force d'Intervention Rapide supra régionale, 60 en provenance de filiales étrangères (EnBW et EDF Energy) du groupe EDF et 790 d'entreprises partenaires.

6.2.2.2 MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Fonctionnement du marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert pour l'ensemble des clients depuis le 1^{er} juillet 2007.

ERDF a poursuivi en 2009 l'amélioration continue de l'application des règles d'ouverture et des systèmes d'information associés, en concertation avec les fournisseurs, la Commission de Régulation de l'Énergie, les associations de consommateurs, l'État et les collectivités. Les indicateurs de la perfor-

mance d'ERDF, définis après concertation avec les fournisseurs, sont en progression en 2009. ERDF a actualisé en juin 2009 son catalogue de prestations aux fournisseurs, clients finaux et producteurs d'électricité.

L'année 2009 a confirmé la hausse significative du nombre de raccordements d'installations de production d'électricité de puissance de raccordement inférieure à 36 kVA déjà constatée en 2008. Plus de 31 000 installations de production photovoltaïque d'une puissance inférieure à 36 kVA ont été raccordées au réseau de distribution en 2009 contre environ 7 100 en 2008. Il existe aussi quelques installations éoliennes et hydrauliques de faible puissance mais en petit nombre.

Projet de compteurs communicants

ERDF expérimente sur la période 2010-2011 une nouvelle génération de compteurs communicants. Ils permettront au distributeur de relever et d'intervenir à distance et au client de recevoir ses factures sur index réel. Cette expérimentation ouvre de nouvelles perspectives : réduction des coûts par la dématérialisation des relevés et des interventions, amélioration du service rendu aux clients et aux fournisseurs par la multiplication des offres au consommateur et optimisation de la gestion du réseau (suivi précis de la qualité de fourniture, optimisation de la courbe de charge, réduction des pertes non techniques, etc.). Cette expérimentation concerne 300 000 clients dans l'agglomération de Lyon et dans la région de Tours. Elle fera l'objet d'un bilan par la CRE en 2011. Elle permettra d'envisager le renouvellement à plus long terme de l'ensemble du parc des 35 millions de compteurs d'ERDF.

6.2.2.3 CONCESSIONS

En France, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des « Biens de retour ». Le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires aux réseaux publics de distribution) et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sont confiés par la loi (articles 2 et 18 de la loi du 10 février 2000) à ERDF et EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, et, dans leur zone de desserte exclusive, aux DNN (ou ELD) mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Ce service public est géré dans le cadre de contrats de concession.

Conformément aux dispositions de l'article 14 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, modifié par l'article 23 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou le DNN territorialement compétent) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés, et par ERDF (ou le DNN territorialement compétent) pour la partie réseaux. Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont co-signés selon ces modalités.

ERDF et EDF gèrent environ 1 033 contrats de concession, couvrant environ 95 % de la population.

Modalités des contrats de concessions

Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune urbaine ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), et validé par les représentants des pouvoirs publics. Ce modèle a été mis à jour, afin de l'adapter au nouveau contexte législatif et réglementaire, en juillet 2007 (voir section 6.5.3 (« Les concessions de distri-



bution publique d'électricité »)). Il incite les concédants à se regrouper au niveau départemental. À ce jour, environ 95 % des contrats de concession ont été signés selon ce modèle.

Le traité de concession signé avec la Ville de Paris arrivant à échéance le 31 décembre 2009, un avenant a été conclu le 22 décembre 2009 qui prolonge pour quinze ans le contrat actuel avec ERDF en tant que concessionnaire de la distribution d'électricité. Il prévoit notamment la mise en œuvre d'un schéma directeur des investissements décliné en périodes de quatre ans, correspondant aux périodes tarifaires, à l'intérieur desquelles ERDF s'engage sur un programme d'investissements, dès lors que celui-ci est compatible avec le niveau des investissements pris en compte dans le TURPE. Corrélativement, cet avenant prévoit, à compter du 1^{er} janvier 2010, l'arrêt de la constitution de dotations à l'amortissement du financement du concédant et à la provision pour renouvellement.

Les contrats de concession sont généralement négociés localement sur la base du modèle de cahier des charges adopté en 1992, mis à jour en juillet 2007, dont les principales clauses portent sur les points suivants :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité sur un territoire déterminé et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;
- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement (article 10). Les montants correspondant à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte-rendu aux concédants (article 32) ;
- les modalités pratiques en cas de renouvellement de la concession : « l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé. » (article 31A) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non renouvellement ou de résiliation anticipée lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt (article 31-B), à savoir (i) la remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service, (ii) le versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'EDF à leur financement (ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire), et (iii) le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.

Durée des contrats de concession

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. L'échéance moyenne des contrats de concession est l'année 2023.

La réalisation de travaux sur les réseaux de distribution : une compétence partagée

La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux — le maître d'ouvrage assure l'orga-

nisation, la réalisation et le financement des travaux — est répartie, selon des principes fixés par le cahier des charges, de la manière suivante :

- en matière de raccordement (extension des réseaux et création des branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), ERDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage au cas par cas dans le régime d'électrification rurale. Dans les régimes urbains, ERDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, déplacement et mise en conformité), ERDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), les collectivités locales sont maîtres d'ouvrage exclusifs.

Principales redevances et contributions

Les contrats prévoient le paiement de redevances permettant au concédant de financer des dépenses liées à la concession.

ERDF doit s'acquitter d'une redevance pour l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité. Selon une formule, révisée par un décret de mars 2002, cette redevance est calculée en fonction, notamment, de la population desservie. Elle est versée aux communes ou aux syndicats concédants et aux départements.

ERDF, comme les DNN, verse une contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE) assise sur le nombre de kWh acheminés. Le FACE redistribue les fonds collectés aux collectivités locales pour le financement de leurs dépenses d'électrification en régime rural.

En outre, ERDF, comme les DNN, participe au mécanisme du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) qui répartit entre les gestionnaires de réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

6.2.2.2.4 ORGANISATION D'ERDF

Depuis le 1^{er} janvier 2008, les activités de distribution du groupe EDF sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, principalement assurées par ERDF, responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

L'article 26 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 prévoit que lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution. Le principe retenu avec GDF SUEZ (ex Gaz de France) est celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux, les deux filiales ERDF et GrDF partageant un service commun conformément au cadre légal.

En application de la loi du 9 août 2004, un traité d'apport partiel d'actifs a permis l'apport par EDF à ERDF des actifs et passifs d'EDF liés à l'activité de distribution d'électricité (dont notamment les droits, autorisations, obligations et contrats liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité).

ERDF est une société anonyme dirigée par un Directoire et contrôlée par un conseil de surveillance. Le conseil de surveillance d'ERDF, présidé depuis le 8 février 2010 par André Merlin, est composé de quinze membres : huit sont nommés par l'assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants de salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 et deux représentent l'État. La durée de leur mandat est de cinq ans.

Le Directoire d'ERDF, présidé depuis le 16 mars 2010 par Michèle Bellon, est composé de cinq membres, personnes physiques, nommées pour une durée de cinq ans, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du conseil de surveillance.

Missions d'ERDF

ERDF exerce en France, dans les conditions fixées par les cahiers des charges de concession, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental et celles de service public dévolues par la loi. Il s'agit de :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (Ministère chargé de l'Énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- exercer des prestations pour les DNN et des distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- et plus généralement, se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières ou immobilières se rattachant aux missions précitées.

Les activités techniques ont représenté pour ERDF et GrDF en 2009, plus de 92 millions de relevés de compteurs et environ 10 millions d'interventions chez les clients, effectuées notamment par près de 9 700 salariés d'ERDF.

Relations contractuelles entre ERDF ET GRDF au sein du service commun

Conformément à l'article 27 de la loi du 7 décembre 2006, ces activités s'appuient en particulier sur un service commun à ERDF et Gaz réseau Distribution France (GrDF), société créée le 1^{er} janvier 2008 et détenue à 100 % par GDF SUEZ (ex Gaz de France), responsable de la gestion du réseau public de distribution de gaz. Chaque entreprise gère néanmoins de manière indépendante le portefeuille de ses clients.

Le service commun à ERDF et GrDF n'est pas doté de la personnalité morale. Il a pour missions dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage.

EDF et GDF SUEZ (ex Gaz de France) ont conclu le 18 avril 2005 une convention visant à définir leurs relations avec le service commun. Cette convention précise notamment les compétences du service commun et le partage des coûts résultants de son activité. Cette convention, après avoir fait l'objet des aménagements nécessaires, a été transférée en 2007 à ERDF et GrDF, dans le cadre de la filialisation des activités de distribution d'électricité d'EDF et de GDF SUEZ (ex Gaz de France).

Le contrat a été conclu pour une durée indéterminée et peut être résilié à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier un contrat. Si, à l'issue de ce délai, un nouveau contrat n'est pas conclu, il sera fait application, avant toute saisine des tribunaux compétents, d'une procédure amiable de règlement des différends.

Le contrat prévoit par ailleurs des clauses obligeant les parties à négocier de bonne foi, notamment en cas de changement de loi ou de circonstances nouvelles affectant l'économie du contrat.

ERDF et GrDF ont par ailleurs défini dans ce contrat les principes et modalités de gouvernance du service commun (organisation, pilotage et évolution). Celle-ci prévoit que chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein du service commun. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers du service commun, une étude est conduite. Le préjudice éventuel serait compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises. Ni ERDF, ni GrDF ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie.

6.2.2.3 SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES INSULAIRES

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (« SEI ») regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés ou faiblement connectés à la plaque continentale : principalement la Corse, les départements d'Outre-Mer et les Collectivités d'Outre-Mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

L'ensemble de ces territoires correspond aux « Zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » mentionnées à l'article 2 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- d'une part, ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- d'autre part, la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leurs interconnexions avec un réseau continental font que les coûts de production y sont structurellement beaucoup plus élevés qu'en métropole, et de ce fait très supérieurs à la part qui en est reflétée dans les tarifs.

Cet état de fait a notamment pour conséquence que les surcoûts de production dans ces SEI sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par le biais de la Contribution au service public de l'électricité (« CSPE ») (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France ») ci-dessous).

L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose donc sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois la majeure partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre offre/demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Dans ces territoires, EDF est l'acteur principal en terme de production d'électricité avec un parc de puissance installée de 1 850 MW, dont 390 MW en moyens de production hydraulique et 1 460 MW en moyens de production thermique. La longueur totale des réseaux d'électricité est d'environ 32 000 Km (tous niveaux de tension confondus) et le nombre de clients est de 1 019 700 à fin décembre 2009.

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du MWh et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (« ADEME ») et les institutions locales, des actions de maîtrise de la demande d'énergie.

La plupart des SEI connaissent cependant une croissance importante de leurs consommations d'électricité (forte croissance démographique et/ou rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par l'apparition de nouveaux moyens de production, décidés par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements, soit par recours à une procédure d'appel d'offres, soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs. L'intérêt des opérateurs, dont EDF, à investir dans l'activité de production des SEI a été renforcé par un arrêté pris par le Ministre délégué à l'Industrie le 23 mars 2006, fixant à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements d'Outre-Mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

ÉVOLUTIONS RÉCENTES ET PERSPECTIVES À MOYEN TERME

Investissements prévisionnels en production d'ici 2015

L'arrêté ministériel fixant la Programmation Pluriannuelle des Investissements (« PPI »), pris le 15 décembre 2009, chiffre les objectifs de mise en œuvre de moyens de production centralisée pour les SEI à 1 043 MW à l'horizon 2015, ce chiffre incluant la nécessité de renouveler 6 des 7 principales centrales diesel.

Compte tenu de la stratégie retenue, consistant à demeurer, dans chacun des Systèmes Énergétiques Insulaires, l'acteur majoritaire en terme de puissance installée, le groupe EDF a entrepris :

- le projet de renouvellement de 6 des 7 principales centrales diesel à partir de 2010 en Corse et dans les DOM. Ce projet, qui contribuera également à satisfaire une partie des besoins émergents, est porté par la filiale à 100 % du Groupe, « EDF Production Électrique Insulaire SAS », créée à cet effet en décembre 2006. Il porte sur un total de 840 MW à l'horizon 2015. EDF Production Électrique Insulaire a signé en octobre 2008 avec le groupement d'entreprises MAN – Clemessy – Eiffage le contrat de fourniture clés en main des trois centrales de Port Est (à la Réunion), de Jarry Nord (en Guadeloupe) et de Bellefontaine 2 (en Martinique) pour lesquelles les chantiers sont actuellement engagés. Le même contrat comporte, en option, la fourniture des moteurs pour les centrales de Corse et de Guyane ;
- la construction de l'ouvrage hydraulique du Rizzanese (55 MW), en Corse. Cet ouvrage devrait être mis en service en 2012 ;
- l'extension de l'ouvrage hydraulique de Rivière de l'Est (14 MW), à la Réunion. Cette extension devrait être mise en service en 2010.

Investissements prévisionnels en réseaux électriques d'ici 2015

À la suite du passage du cyclone Gamede à la Réunion (février 2007), puis du cyclone Dean en Martinique et en Guadeloupe (août 2007), EDF a engagé un programme de 40 millions d'euros sur la période 2008-2010 pour reconstruire les réseaux de ces départements ou en améliorer la tenue à l'aléa cyclonique.

Par ailleurs, la poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires, ainsi que le développement des énergies renouvelables, va conduire le groupe EDF à continuer à renforcer les réseaux électriques. La Corse comme les départements d'Outre-Mer, étant dotés de parcs naturels, de nouvelles liaisons haute tension seront créées en souterrain et en sous-marin.

6.2.2.4 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (« TURPE »)

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont adoptés conjointement par le Ministre chargé de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution (TURPE 3), approuvés par décision ministérielle du 5 juin 2009, publiée au *Journal officiel* du 19 juin 2009, sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2009. Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution sont déterminés de façon à couvrir :

- les coûts des activités de transport et de distribution, tout en intégrant des objectifs de productivité fixés par le régulateur ;
- une rémunération financière égale au produit de la base d'actifs régulée, estimée au 1^{er} janvier 2009 à 10 408 millions d'euros pour le transport et à 28 450 millions d'euros pour la distribution, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 %.

Par ailleurs, la CRE a mis en place un mécanisme compensant les effets sur les charges et produits des gestionnaires de réseaux de facteurs externes non maîtrisés par ces gestionnaires. Ce compte de régulation des charges et produits (« CRCP ») enregistre extra-comptablement, sur des postes préalablement identifiés, tout ou partie des trop-perçus ou des manques à gagner du gestionnaire de réseau et s'apure par une diminution ou une augmentation des charges à recouvrer par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'électricité au cours des cinq années suivantes.

En conséquence, la proposition de la CRE, conçue pour permettre aux gestionnaires de réseaux de couvrir leurs coûts sur une période de 4 ans à partir de 2009, prévoit une hausse lors de son entrée en vigueur de 2 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. De 2010 à 2012, les grilles tarifaires évolueront en fonction du taux d'inflation majoré de 0,4 % dans le cas du réseau de transport et de 1,3 % dans le cas des réseaux de distribution, et d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) dont la valeur absolue est plafonnée à 2 %.

L'instauration de tarifs d'une durée de quatre ans garantit une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sur l'évolution de leurs recettes. Cet allongement de la période tarifaire facilite également la réalisation des adaptations qui leur permettront de maîtriser leurs coûts et d'améliorer la qualité comme les dispositifs instaurés.

Souhaitant qu'au cours de la période tarifaire les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, tout en veillant au respect des missions de service public qui leur ont été confiées, la CRE instaure des incitations à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité.

À cet effet, la CRE a retenu les niveaux de gains de productivité sur les charges d'exploitation maîtrisables proposés par les gestionnaires de réseaux. Si au cours de la période tarifaire, un gestionnaire de réseaux réalise des efforts additionnels, la productivité supplémentaire dégagée sera partagée entre le gestionnaire de réseaux et les clients finaux. La CRE a mis en place également un dispositif spécifique visant à inciter les gestionnaires de réseaux à maîtriser les coûts liés à la compensation des pertes sur les réseaux.

Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux de transport à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs, qualité d'alimentation comme qualité de service. Ce schéma

de régulation incitative de la qualité permet notamment d'assurer que les gestionnaires de réseaux ne réalisent pas de gain de productivité au détriment du niveau de qualité.

6.3

Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international

Le groupe EDF se positionne comme un leader énergétique, avec l'objectif prioritaire d'investir pour une croissance industrielle durable et rentable, en s'appuyant sur le développement des compétences et la valorisation des savoir-faire techniques. Il entend poursuivre le renforcement de son implantation internationale, complémentaire de ses activités en France. En 2009, le chiffre d'affaires et l'excédent brut d'exploitation (EBITDA) de l'International et des Autres Activités représentent 48,7 % du chiffre d'affaires et 46 % de l'EBITDA du groupe EDF. (voir section 9.7 (« Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation »)).

Les activités internationales du groupe EDF déclinent de façon opérationnelle les orientations stratégiques du groupe (voir section 6.1 (« Stratégie »)) concernant le renforcement des positions européennes, le déploiement d'activités et de projets nucléaires à l'international et d'autres projets ciblés à l'international.

A. RENFORCEMENT DES POSITIONS EUROPÉENNES

En 2009, le groupe EDF a conforté son *leadership* en Europe à partir de ses positions, principalement au travers des réalisations suivantes :

- conduite du projet d'intégration EDF Energy-British Energy ;
- échange d'actifs entre EDF, EnBW et E.ON en France et en Allemagne ;
- acquisition de 51 % du capital de l'opérateur belge SPE ;
- évolution de sa participation directe (25 %) dans Alpiq Holding SA, nouveau grand énergéticien suisse issu de la fusion d'ATEL et d'EOS ;
- renforcement au capital de l'énergéticien autrichien Etag (de 20 à 25 %) ;
- mise en service fin 2009 de la nouvelle centrale au gaz naturel de Sloe aux Pays-Bas dont EDF détient 50 % ;
- poursuite du projet d'intégration organisationnelle de ses filiales en Pologne ;
- conclusion d'un accord-cadre entre EDF et O.A.O. GAZPROM relatif à la possibilité pour EDF de participer à la construction sous-marine du gazoduc South Stream.

B. NUCLÉAIRE INTERNATIONAL

Premier producteur nucléaire au monde, le groupe EDF dispose d'atouts techniques significatifs (exploitation et ingénierie) et d'une solide expérience de construction et d'exploitation en France (parc de 58 réacteurs), en Allemagne (via les centrales d'EnBW), au Royaume-Uni (avec l'acquisition de British Energy) ainsi qu'aux États-Unis (via Constellation Energy Nuclear Group LLC et ses sociétés filiales, « CENG ») qui lui permettent d'être un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international.

EDF s'est fixé cinq critères d'engagement dans les projets nucléaires à l'international. Il s'agit de sélectionner les pays :

- ayant fait le choix du nucléaire à court terme ;
- connus d'EDF et où EDF est bienvenu ;
- offrant des conditions favorables aux investisseurs dans le nucléaire (cadre législatif, gestion des déchets, opinion publique, etc.) ;

- pour des projets portant sur des modèles de réacteurs maîtrisés ;
- et cohérents avec les objectifs financiers et la politique de risques du Groupe.

EDF a ainsi d'ores et déjà ciblé un certain nombre de priorités géographiques : le Royaume-Uni, la Chine, les États-Unis, l'Italie et l'Afrique du Sud. EDF examine par ailleurs d'autres opportunités (voir section 6.1.3. (« Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde ») ci-dessus).

Dans chacun de ces pays, EDF s'adapte au contexte institutionnel et à l'environnement industriel et les modèles d'organisation qui en résultent peuvent être à chaque fois différents.

C. RÉALISATION D'AUTRES PROJETS CIBLÉS À L'INTERNATIONAL

Fort de son savoir faire technologique et de sa volonté de contribuer à la maîtrise des impacts environnementaux de la production d'électricité et en s'appuyant sur les « meilleures technologies disponibles » localement (« *Best Available Technologies* »), le groupe EDF entend notamment :

- exploiter les opportunités liées aux technologies les plus récentes (centrales à charbon supercritique comme celle de Sanmenxia en Chine dont le groupe EDF est devenu actionnaire à hauteur de 35 % en juin 2009),
- contribuer à la mise au point des technologies de capture, de transport et de stockage du CO₂ (« CCS : *Carbon Capture & Sequestration* »),
- prospecter de grands projets d'infrastructures hydroélectriques, qui s'inscrivent dans une politique locale de développement durable.

Dans cette perspective, le groupe EDF étudie l'intérêt de sa participation, au travers de partenariats, à la conception, à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production thermique ou hydraulique à l'international.

6.3.1 Europe

ÉLÉMENTS DU CONTEXTE EUROPÉEN

La crise économique a entraîné une baisse de la consommation d'électricité et de gaz en Europe (voir section 6.1 (« Stratégie »)).

La tendance à une plus grande intégration des marchés de l'électricité et du gaz s'est poursuivie durant l'année 2009 :

- consolidation des bourses de l'électricité avec la création d'EPEX, née de la fusion des opérations spot de Powernext en France et EEX en Allemagne ;
- poursuite des initiatives régionales lancées par la Commission européenne avec pour objectifs l'harmonisation et l'amélioration des méthodes de gestion des congestions aux interconnexions ; l'harmonisation de la transparence des marchés ; le développement des échanges d'énergie d'ajustement aux frontières ;



- adoption de règlements instituant la création d'une Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) ; d'un réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (REGRT) et d'un réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (le REGRT pour le gaz) afin d'assurer une gestion optimale des réseaux de transport.

L'année 2009 s'est achevée sur la conférence onusienne de Copenhague et la signature d'un accord international reconnaissant le point de vue scientifique qui appelle à contenir l'augmentation de la température mondiale en dessous de 2 degrés afin de conjurer les pires effets du changement climatique. L'« Accord de Copenhague » prévoit ainsi la réduction des émissions mondiales de gaz à effet de serre.

Dans ce contexte, la volonté du groupe EDF est de rester un acteur majeur du développement d'un marché européen fluide de l'énergie en participant activement à la construction de ce nouveau marché (interconnexions, harmonisation des pratiques, etc.) particulièrement engagé dans le Développement Durable.

AMBITION EUROPÉENNE DU GROUPE

Le groupe EDF a pour ambition de consolider l'ensemble industriel cohérent dont il dispose en Europe et étudiera toute nouvelle opportunité de développement rentable en Europe, qui est son « Marché de référence ».

En outre, le Groupe entend poursuivre la construction de ses positions gazières, nécessaires à son ambition de devenir un énergéticien actif dans le gaz comme dans l'électricité en Europe, afin de sécuriser son offre, proposer à ses clients une offre multi-énergies et d'assurer l'approvisionnement compétitif des outils de production d'électricité du Groupe utilisant le gaz.

Le Groupe met également en œuvre des synergies opérationnelles entre ses différentes entités, en France et en Europe, au travers des actions suivantes :

- améliorer les performances opérationnelles par le partage des meilleures pratiques observées au sein du Groupe ;
- utiliser l'opportunité des projets de construction d'actifs de production de différentes filiales pour standardiser la conception et grouper les commandes effectuées auprès des équipementiers ;
- coordonner les approvisionnements et les investissements gaziers pour servir les ambitions du Groupe sur le marché du gaz.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques générales des principales filiales et participations du groupe EDF en Europe (données au 31 décembre 2009) :

Nom de la société	Activités principales	Données techniques
Allemagne		
EnBW	Production électricité Transport Distribution électricité Transport Distribution gaz Commercialisation électricité et gaz Services	Nombre de clients : environ 6 millions ⁽¹⁾ Puissance installée élec. : 15,8 GW Vente de gaz : 65,8 TWh
Royaume-Uni		
EDF Energy	Production électricité Distribution électricité Commercialisation électricité et gaz Services	Nombre de comptes clients : environ 5,6 millions ⁽¹⁾ Puissance installée élec. : 12,8 GW Vente de gaz : 27,3 TWh
Italie		
Edison	Production électricité Commercialisation électricité Production, stockage et commercialisation de gaz	Nombre de clients : 540 000 clients ⁽¹⁾ Puissance installée élec. : 12,3 GW Activités gaz : 13,2 Gm ³ ⁽²⁾
Fenice	Production électricité et chaleur Services énergétiques et environnement	Puissance installée élec. : 521 MW Puissance installée therm. : 3 215 MWth ⁽³⁾
Espagne		
Elcogas	Production électricité	Puissance installée élec. : 335 MW Puissance installée therm. : 3 215 MWth ⁽³⁾
Pologne		
EC Wybrzeze	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 331 MW Puissance installée therm. : 1 199 MWth ⁽³⁾
Elektrownia Rybnik S.A. (ERSA)	Production électricité	Puissance installée élec. : 1 775 MW
EC Krakow	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 460 MW Puissance installée therm. : 1 118 MWth ⁽³⁾
Kogeneracja	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 363 MW Puissance installée therm. : 1 106 MWth ⁽³⁾
Zielena Gora	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 221 MW Puissance installée therm. : 322 MWth ⁽³⁾
Hongrie		
BE ZRt	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 409 MW Puissance installée therm. : 1 366 MWth ⁽³⁾
DÉMÁSZ ZRt	Distribution électricité Commercialisation électricité	Nombre de points de livraison : 774 000
Slovaquie		
SSE	Distribution électricité gaz et chaleur Commercialisation électricité gaz et chaleur	Nombre de clients : 640 000
Autriche		
Groupe ESTAG	Distribution électricité gaz et chaleur Commercialisation électricité gaz et chaleur Services	Nombre de points de livraison : environ 344 000
Suisse		
Alpiq	Production Négoce Commercialisation électricité	Puissance installée élec. : 6 322 MW
Belgique		
EDF Belgium ⁽⁴⁾	Production électricité Commercialisation électricité et gaz Services	Puissance installée élec. : 419 MW Nombre de sites-clients : 5 041
SPE	Production d'électricité Commercialisation électricité et gaz	Puissance installée élec. : 1969 MW Points de livraison : 1 580 000
Pays-Bas		
SloeCentrale B.V.	Production électricité	Puissance installée : 870 MW

Valeurs brutes non corrigées du pourcentage des participations (y compris minoritaires).

(1) Y compris gaz.

(2) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe, y compris auto-consommation des centrales.

(3) MWth : MW thermique, pour la cogénération, par opposition au MW électrique.

(4) EDF Belgium détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1.

Pour les détails relatifs au mode de consolidation au 31 décembre 2009, voir la note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

Par ailleurs, EDF détient une participation de 50 % dans Dalkia International¹ au travers de ses filiales et participations opérant dans le domaine des services énergétiques (voir section 6.4.1.4 (« Dalkia »)).

6.3.1.1 ROYAUME-UNI

En ce qui concerne les informations relatives à l'évolution des prix et à la consommation d'électricité au Royaume-Uni, voir la section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture ») du présent Document de Référence.

En 2008, la production totale d'électricité au Royaume-Uni a été de 389,6 TWh, pour 28,7 millions de points de connexion. En 2008, 610,5 TWh de gaz et 341,5 TWh d'électricité ont été vendus aux clients finals (source : *Department of Energy and Climate Change*). Les données relatives à 2009 ne sont pas disponibles à la date du présent Document de Référence.

Les principaux concurrents d'EDF Energy au Royaume-Uni dans le secteur de la production sont : RWE, E.ON, Scottish and Southern Electricity (« SSE »), Scottish Power et Centrica, E.ON, SSE et RWE étant les plus importants. Dans le secteur de la distribution, le plus grand concurrent d'EDF Energy est E.ON, avec CE Electric, SSE, Scottish Power, Western Power Distribution et Electricity North West, autres acteurs majeurs. Les principaux concurrents d'EDF Energy, tant sur le marché de la fourniture de gaz que sur celui de l'électricité sont SSE, British Gas (Centrica), RWE, E. ON et Scottish Power.

6.3.1.1.1 INTRODUCTION

2009 a été une année marquée par d'importants changements pour EDF Energy. L'acquisition de British Energy Group (« British Energy ») par le groupe EDF (l'« Acquisition ») a pris effet le 5 janvier 2009. Le rapprochement d'EDF Energy plc. et de British Energy est appelé « EDF Energy » dans le présent Document de Référence. EDF Energy a réalisé des progrès substantiels dans l'intégration des deux groupes, et les résultats financiers clos au 31 décembre 2009 soulignent la solidité de la nouvelle entité ainsi créée. Au cours de l'exercice clos au 31 décembre 2009, le chiffre d'affaires et l'excédent brut d'exploitation (EBITDA) d'EDF Energy se sont élevés respectivement à 9 836 millions de livres sterling (11 052² millions d'euros) et 2 702 millions de livres sterling (3 036² millions d'euros).

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni, employant environ 20 000 personnes réparties sur différents sites au Royaume-Uni. Suite à l'Acquisition, le nouveau groupe EDF Energy est le premier distributeur d'électricité (mesuré en volume d'électricité distribué et en valeur de la base d'actifs régulés) et est devenu le premier fournisseur d'électricité (en TWh vendus), le plus grand producteur d'électricité et le principal producteur d'électricité à faible émission de carbone au Royaume-Uni. Avant l'Acquisition, EDF Energy était le premier distributeur d'électricité, le deuxième fournisseur d'électricité et le cinquième producteur d'électricité.

EDF Energy joue un rôle majeur dans les projets d'infrastructure nationaux comme la gestion des réseaux d'électricité privés desservant quatre aéroports londoniens et la liaison ferroviaire du tunnel sous la Manche, première grande ligne de chemin de fer construite au Royaume-Uni depuis un siècle.

En 2009, EDF Energy a lancé plusieurs campagnes nationales visant à accroître sa notoriété ainsi qu'à associer sa marque au développement durable et aux

Jeux olympiques de 2012 (voir la section 6.3.1.1.3 (« Jeux olympiques de Londres 2012 »)). EDF est le partenaire officiel des *Utility Services Jeux* et un partenaire Développement durable des Jeux olympiques et paralympiques qui se tiendront à Londres en 2012.

EDF Energy a publié *Our Climate Commitments* en 2007 et *Our Social Commitments* en 2008. Combinés, ces engagements étaient considérés à l'époque comme le plus vaste ensemble de mesures³ environnementales et sociales de tous les énergéticiens du Royaume-Uni.

Le 11 mai 2009, EDF a annoncé être parvenu à un accord aux termes duquel Centrica investira dans l'activité nucléaire (actuelle et future) d'EDF au Royaume-Uni. Les transactions prévues par l'accord ont pris effet le 26 novembre 2009 (voir la section 6.3.1.1.3 (« Transactions Centrica »)).

6.3.1.1.1.1 Stratégie

EDF Energy opère dans un environnement de marché complexe caractérisé par la volatilité des marchés des matières premières, un fort degré de concurrence et, malgré la libéralisation, l'intervention des pouvoirs publics destinée à atteindre les objectifs d'inflexion des politiques énergétiques. Malgré le ralentissement actuel de l'activité économique, la demande d'électricité devrait augmenter à long terme car les politiques de limitation des émissions de CO₂ incitent à la substitution des combustibles, le gaz et le pétrole étant abandonnés au profit de l'électricité peu émettrice en carbone notamment dans les secteurs du chauffage et du transport.

EDF Energy entend créer de la valeur en concrétisant les synergies attendues de l'Acquisition, en continuant d'atteindre l'excellence opérationnelle, en prolongeant la durée d'exploitation (au-delà de celle déjà déclarée) des centrales nucléaires existantes au Royaume-Uni, et en jouant un rôle de premier plan dans le renouveau de la construction nucléaire au Royaume-Uni. EDF Energy prévoit de construire au Royaume-Uni quatre nouveaux réacteurs nucléaires à eau pressurisée (*European Pressurized Reactors* « EPR »), dont le premier devrait entrer en service en 2017, sous réserve que les conditions propices à ces investissements soient réunies (voir la section 6.3.1.1.2.4 (« Nouveau Programme Nucléaire »)).

Les autres actions stratégiques importantes comprennent la construction de la nouvelle centrale CCGT « West Burton B », le développement d'un projet de stockage gazier, la gestion des conséquences de la réduction des capacités de production d'énergie au charbon du fait de l'application de la directive sur les grandes installations de combustion (la « Directive GIC ») et de la directive sur les émissions industrielles (la « Directive IE »), et la poursuite de la réalisation des projets de production d'énergies renouvelables. À l'aval, EDF Energy ambitionne d'accroître la rentabilité de son portefeuille de clients au moyen de programmes de développement de son personnel, de ses systèmes informatiques et de ses processus.

Dans le domaine du régulé, le temps fort de l'année 2009 a été la publication par l'*Office of Gas and Electricity Markets* (« Ofgem ») de sa proposition définitive de révision tarifaire (DPCR5). Celle-ci a eu lieu le 7 décembre 2009 et a été acceptée formellement par EDF Energy le 23 décembre 2009. EDF Energy est confiant dans le programme Network 1st, développé par le management de la division Réseaux, et qui devrait permettre de délivrer une performance solide sur la période 2010 – 2015 (voir Révision des Tarifs de Distribution à la section 6.3.1.1.2.1 (« Réseaux »)).

³ Ces engagements consistent notamment à réduire de 60 % d'ici 2020 les émissions de CO₂ liés à la production d'électricité d'EDF Energy, à diminuer de 15 % d'ici 2020 la proportion de CO₂ générée par la consommation énergétique des clients d'EDF Energy ainsi qu'à maintenir des tarifs concurrentiels et à fournir jusqu'en 2012 une aide pérenne aux clients de la division « commercialisation » les plus vulnérables jusqu'en 2012.

¹ Hors participation indirecte détenue par EDF par l'intermédiaire de Veolia Environnement.

² Il ne s'agit pas de données contributives aux comptes consolidés du groupe EDF.

Afin de réaliser ses ambitions stratégiques, le développement et le maintien au sein de l'entreprise de salariés performants restent des points centraux dans les valeurs de base d'EDF Energy. EDF Energy a continué à investir massivement dans la formation et le développement de ses employés au sein de l'entreprise, avec 100 000 journées de formation suivies par les salariés d'EDF Energy en 2009. Pour étayer ses projets importants d'investissements au Royaume-Uni, EDF Energy prévoit de recruter 10 000 salariés au cours des cinq prochaines années, dont la moitié par des créations de postes.

Le 2 octobre 2009, EDF a annoncé qu'il engageait un processus visant à évaluer les options actionnariales concernant l'activité de réseaux de distribution d'électricité d'EDF Energy (régulée et non régulée). Cette évaluation suit son cours et pendant ce temps la priorité de l'activité « réseaux » d'EDF Energy est de gérer et d'assurer la sûreté, la sécurité et la pérennité de l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble des trois régions du réseau d'EDF Energy.

6.3.1.1.2 Structure du groupe

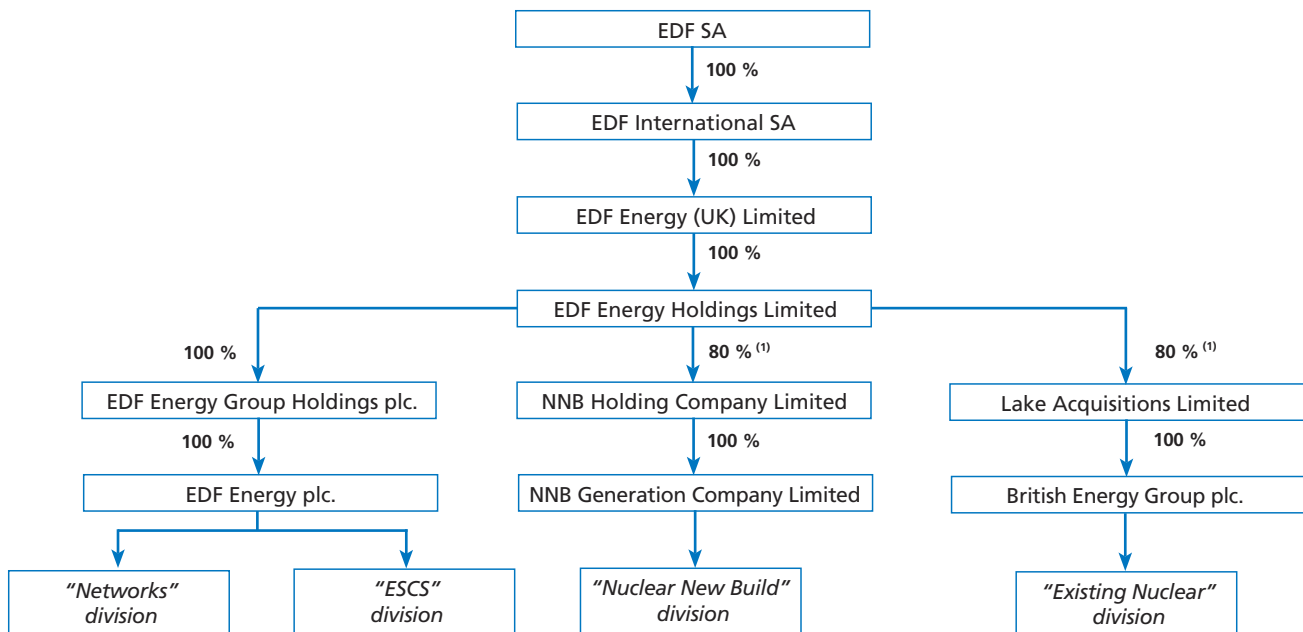
EDF Energy est un groupe intégré verticalement. Avant l'Acquisition, EDF Energy plc. participait à la production et à la distribution d'électricité ainsi qu'à la commercialisation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni au travers de ses divisions Réseaux, Énergie et Clients.

Suite à l'Acquisition, les activités d'EDF Energy plc. et de British Energy ont été structurées autour de quatre grandes divisions : Réseaux, Approvisionnement en Énergies et Relation Commerciale (« ESCS »), Nucléaire Existant et Nouveau Programme Nucléaire. Deux fonctions de pilotage et trois fonctions corporate viennent à l'appui de ces divisions.

La structure du groupe a également été modifiée pour faciliter l'intégration. La nouvelle société holding, EDF Energy Holdings Limited, est la maison mère directe d'EDF Energy Group Holdings plc. et de Lake Acquisitions Limited. EDF Energy Holdings Limited est aussi la maison mère directe de la nouvelle entité, NNB Holding Company Limited, qui regroupe maintenant toutes les activités de construction de nouvelles capacités nucléaires.

L'organigramme simplifié ci-dessous montre la structure du groupe EDF Energy après la réorganisation :

STRUCTURE DU GROUPE EDF ENERGY



(1) Les 20 % restant sont détenus par Centrica plc., avec effet au 26 novembre 2009 (voir la section 6.3.1.1.1.3 (« Transactions Centrica »)).



6.3.1.1.3 Transactions Centrica

Le 26 novembre 2009, EDF et Centrica plc. (« Centrica ») ont finalisé l'accord annoncé initialement le 11 mai 2009, permettant à Centrica d'investir dans l'activité nucléaire d'EDF Energy au Royaume-Uni (les « Transactions Centrica »). Les principaux éléments des transactions concernant Centrica sont les suivants :

Transaction British Energy

- Centrica prend une participation de 20 % dans le capital de Lake Acquisitions Limited aux termes du contrat de souscription et d'investissement. Après l'Acquisition, EDF Energy et Centrica détiennent respectivement 80 % et 20 % de British Energy ;
- EDF Energy est l'opérateur de British Energy, et Centrica a une représentation au conseil d'administration et dispose d'autres droits de gouvernance appropriés ;
- EDF Energy et Centrica ont chacun un droit d'enlèvement sur la production d'énergie disponible du parc nucléaire existant, sur une base de 80/20 ; et
- aux termes d'un accord d'achat d'électricité séparé, EDF Energy fournira à Centrica 18 TWh d'électricité supplémentaire au prix du marché pendant une durée de cinq ans à compter de 2011.

Accords Nouveau Programme Nucléaire

Il a aussi été annoncé qu'EDF Energy et Centrica formeront une joint-venture à 80/20 (« NNB Holding Company Ltd. ») au travers de laquelle ils entreprendront les activités de pré-développement du Nouveau Programme Nucléaire prévu au Royaume-Uni. EDF Energy et Centrica souhaitent que cette joint-venture construise, exploite et démantèle quatre EPR au Royaume-Uni (voir section 6.3.1.1.2.4 (« Division Nouveau Programme Nucléaire »)).

Transaction SPE

Par ailleurs, Centrica a vendu 100 % de sa participation dans Segebel S.A., filiale détenue intégralement par Centrica et dont le principal actif est une participation de 51 % dans SPE S.A., à EDF pour un montant de 1,3 milliard d'euros (voir section 6.3.1.4.2 (« Benelux »)).

6.3.1.1.4 Synergies au sein du groupe et Excellence Opérationnelle

En 2009, EDF Energy a commencé à mettre en œuvre les synergies attendues de l'Acquisition, avec un montant de 65 millions de livres sterling réalisé sur l'année en ligne avec le plan de marche. La cible totale est de 200 millions d'euros sur trois ans jusqu'en 2011. Cette cible a été intégrée dans le programme Excellence Opérationnelle devant contribuer aux objectifs du Groupe.

Au cours de l'année 2009, le programme Excellence Opérationnelle d'EDF Energy a fait progresser significativement l'EBITDA d'EDF Energy grâce notamment aux gains réalisés par la division ESCS via l'optimisation de la valeur d'option de ses centrales à charbon et l'accélération des transferts de clients résidentiels vers le mode de paiement par prélèvement automatique. Par ailleurs, la division « Réseaux » a accru sa productivité via notamment une meilleure gestion de la qualité de ses données concernant l'état de vétusté de ses actifs permettant une maintenance préventive active et donc une amélioration de ses indicateurs de qualité de réseaux.

6.3.1.1.2 EDF ENERGY

Résultats opérationnels et financiers d'EDF Energy

En 2009, EDF Energy a distribué de l'électricité à environ 8 millions de foyers et d'entreprises à Londres et dans l'Est et le Sud-Est de l'Angleterre, via un réseau de 182 000 km. Par ailleurs, EDF Energy a vendu pour 66,1 TWh d'électricité et pour 27,3 TWh de gaz aux clients particuliers, industriels et commerciaux sur la même période. Fin 2009, EDF Energy avait 5,6 millions de comptes clients, comprenant des clients particuliers, des petites et moyennes entreprises (« PME ») et des grandes entreprises.

Au 31 décembre 2009, EDF Energy était propriétaire et exploitait huit centrales nucléaires et deux centrales à charbon qui ont généré au total 71,3 TWh d'électricité au cours de l'année, soit environ un cinquième de l'électricité au Royaume-Uni. En outre, EDF Energy est propriétaire d'une centrale à charbon (Eggborough) et d'une centrale à gaz (Sutton Bridge), qui sont toutes deux gérées de façon indépendante par un gestionnaire distinct dans le cadre d'accords de gestion séparée, conformément aux engagements pris envers la Commission européenne lors de l'Acquisition (voir la section 6.3.1.1.2.6 (« Engagements pris au titre du Règlement de la Commission européenne sur les concentrations »)).

Le tableau suivant présente les chiffres clés d'EDF Energy relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009, qui consolide les résultats concernant British Energy à partir du 6 janvier 2009. Y figurent également les résultats d'EDF Energy plc. relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2008, et les résultats de British Energy relatifs à son exercice financier clos le 31 mars 2008.

	EDF Energy 31 décembre 2009 ⁽¹⁾	EDF Energy plc. 31 décembre 2008 ⁽¹⁾	British Energy 31 mars 2008
CHIFFRE D'AFFAIRES ⁽²⁾ (EN MILLIONS D'EUROS)	11 052	8 244	3 503
Électricité	8 778	5 857	3 489
Gaz	977	1 071	-
Autres	1 297	1 321	14
EBITDA ⁽²⁾ (en millions d'euros)	3 036	958	1 099
Actifs nets ⁽²⁾ (en millions d'euros)	17 452	3 176	5 230
Électricité fournie (en GWh)	66 131	52 069	27 128
Gaz fourni (en GWh)	27 299	30 298	-
Nombre de comptes clients (en milliers)	5 612	5 560	2
Capacité totale (en MW) ⁽³⁾	12 783	4 863	10 768
Nucléaire	8 723	-	8 808
Charbon ⁽³⁾	4 020	4 020	1 960
Gaz ⁽³⁾	40	843	-
Production totale (en TWh) ⁽³⁾	71,3	27,2	58,4
Nucléaire	54,5	-	50,3
Charbon ⁽³⁾	16,8	21,5	8,1
Gaz ⁽³⁾	-	5,6	-
Valeur nette des réseaux régulés (en milliards de livres sterling) (au 31 mars)	3,7	3,5	n/a
Valeur nette des réseaux régulés (en milliards d'euros) (au 31 mars)	4,2	3,7	n/a
Nombre d'employés	20 077	13 406	6 121

(1) Les taux de change utilisés pour les éléments du bilan sont de 1 livre sterling pour 1,125999 euro en 2009 et pour 1,049869 euro en 2008 et pour les éléments du compte de résultat de 1 livre sterling pour 1,123622 euro en 2009 et pour 1,246022 euro en 2008.

(2) EDF Energy est consolidé dans les résultats financiers du groupe EDF pour les exercices clos au 31 décembre 2009 et 2008. British Energy est consolidé dans les résultats financiers d'EDF Energy et du groupe EDF depuis le 6 janvier 2009.

(3) Les chiffres de 2009 ne reprennent pas les centrales de Sutton Bridge et Eggborough, conformément à la mise en œuvre des « Accords de Gestion Séparée ». Les chiffres de 2008 d'EDF Energy reprennent la centrale électrique de Sutton Bridge, et les chiffres de 2008 de British Energy reprennent la centrale électrique d'Eggborough.

6.3.1.1.2.1 Réseaux

La division Réseaux exploite trois réseaux de distribution agréés contigus à Londres, dans l'Est et le Sud-est de l'Angleterre ainsi que des réseaux privés et des projets d'infrastructure, contribuant de façon significative aux résultats d'EDF Energy. Conformément aux dispositions des règlements de l'Ofgem applicables aux Opérateurs de réseaux de distribution (*Distribution Network Operators*, « DNO »), les sociétés qui constituent la division Réseaux sont gérées et exploitées comme des entités juridiques séparées du reste d'EDF Energy et leur financement est isolé afin de ne pas limiter ou entraver la concurrence ni de créer de distorsions de concurrence en matière d'approvisionnement en électricité ou en gaz, de production d'électricité ou de transport de gaz.

Le 2 octobre 2009, EDF a annoncé qu'il engageait un processus d'examen des options actionnariales concernant ses réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni.

Réseaux publics

Les réseaux d'EDF Energy couvrent plus de 29 000 km² et distribuent annuellement 84 TWh d'électricité via 47 000 km de lignes aériennes et 135 000

km de lignes souterraines. EDF Energy est le distributeur d'électricité le plus important (en volume et en valeur d'actifs régulés) au Royaume-Uni, distribuant de l'électricité à près de 8 millions de foyers et d'entreprises.

Chaque réseau de distribution est soumis à des conditions d'exploitation très différentes, avec notamment un réseau urbain très concentré autour de Londres et une combinaison de réseaux ruraux et urbains au Sud et à l'Est de l'Angleterre. EDF Energy a investi environ 590 millions de livres sterling au cours de l'exercice 2009 dans le cadre d'opérations de remplacement, de renforcement et d'extension de son réseau. Les performances du réseau en termes de continuité d'approvisionnement sont plus élevées à Londres que dans les autres régions, en raison d'un réseau presque uniquement souterrain, moins exposé aux variations climatiques extrêmes que les réseaux des autres régions, dont les réseaux sont aériens.

L'activité de réseaux génère un revenu principalement via les redevances de *Distribution Use of System* (« DuoS ») prélevées au niveau des fournisseurs avec lesquels le consommateur final a conclu un contrat. Les redevances prélevées par les DNO d'EDF Energy sont parmi les plus faibles du Royaume-Uni.

Révisions des tarifs de Distribution

Les entreprises du secteur régulé sont soumises à une révision tarifaire quinquennale. Fondé sur des négociations et l'analyse de données analytiques, le processus de révision tarifaire débute au cours de la période précédant la période tarifaire concernée. Les nouveaux tarifs, concernant la DPCR 5, sont entrés en vigueur au 1^{er} avril 2010. L'Ofgem a communiqué ses propositions définitives le 7 décembre 2009 et EDF Energy a annoncé le 23 décembre 2009 qu'il les acceptait. Le processus de révision tarifaire fixe le niveau d'investissement autorisé au cours de la période allant du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2015 ainsi que les niveaux de rentabilité financière escomptée. La rentabilité financière est notamment assurée par la perception de redevances pour l'utilisation du réseau de distribution d'électricité. Ces redevances permettent de compenser la dépréciation des actifs régulés ainsi que les charges d'exploitation sur une base efficiente et d'assurer un niveau de marge raisonnable.

Les éléments clés de la révision tarifaire menée par l'Ofgem sont les suivants :

- fixation du niveau autorisé de retour sur la base d'actifs régulés ;
- fixation des charges au titre des dépenses d'exploitation et des dépenses d'investissement ; et
- fixation d'autres mécanismes d'incitation.

Au cours de la période précédente (DPCR 4) qui s'est terminée le 31 mars 2010, EDF Energy a réussi à réaliser les dépenses d'investissement validées avec l'Ofgem pour un montant inférieur aux niveaux autorisés. Par ailleurs, le dépassement du niveau de ses charges d'exploitation a été plus que compensé par l'obtention de meilleurs résultats sur les autres mécanismes d'incitation, ce qui devrait permettre d'assurer un confortable niveau de sur-performance sur la période.

Dans le cadre des propositions finales DPCR 5, acceptées par EDF Energy, un montant de dépenses d'investissement réseaux de 1,6 milliard de livres sterling a été autorisé pour la période 2010-2015 (contre 1,4 milliard de livres sterling¹ devant être dépensées au cours de la période DPCR 4).

Câbles souterrains isolés avec de l'huile sous pression

Comme tous les distributeurs au Royaume-Uni, les réseaux d'EDF Energy comportent des câbles souterrains isolés avec de l'huile sous pression (*Fluid Filled Cables* ou « FFC »). Ces câbles peuvent fuir et donc polluer le sous-sol. Ce point a fait l'objet de discussions entre l'Agence britannique de protection de l'environnement, l'Ofgem et les distributeurs.

EDF Energy s'est conformé aux meilleures pratiques actuelles en matière de gestion des FFC, notamment en développant sa stratégie de gestion des fuites, en observant et en analysant les taux de fuite. Des processus opérationnels ont été développés parallèlement à la vision stratégique à long terme. L'entreprise a ainsi développé pendant plusieurs années une technique innovante de localisation des fuites. Celle-ci est aujourd'hui déployée et des développements supplémentaires sont actuellement à l'étude pour améliorer encore la technologie utilisée.

Competition Act et enquêtes dont EDF Energy a fait l'objet en matière de respect des termes d'attribution des licences

En 2008, l'Ofgem a ouvert une enquête portant sur des cas de non-respect présumé de la part d'EDF Energy des termes de conditions des licences LC4 et LC12 relatives au temps de réponse aux demandes de devis des consommateurs pour le raccordement au réseau d'EDF Energy. En 2009, l'Ofgem a conclu qu'EDF Energy n'avait pas fourni de devis de raccordement à un petit nombre de consommateurs dans le délai imparti de trois mois et a imposé une amende de 2 millions de livres sterling, dont le montant a été réparti entre les trois DNO titulaires d'une licence. EDF Energy a revu ses procédures de construction de devis et n'a pas connu de nouvelle infraction depuis octobre 2008.

¹ Chiffres donnés à prix constants de 2007/08.

EDF Energy Services – réseaux privés et financement de projets privés / partenariats entreprises publiques et privées (« PFI/PPP »)

EDF Energy fournit une grande variété de solutions commerciales et techniques pour des projets d'infrastructure et un certain nombre de projets de construction et d'exploitation des réseaux électriques publics et/ou privés.

EDF Energy a développé un portefeuille de contrats PFI/PPP en remportant des projets d'actifs d'infrastructure et de réseaux de distribution d'électricité, tels que les aéroports londoniens de Heathrow, Gatwick et Stansted, l'extension du réseau ferroviaire des *docklands* à Lewisham, et plusieurs immeubles commerciaux dans les *docklands* de Londres.

EDF Energy participe également à un certain nombre de projets de joint-venture. Par exemple, il détient une participation de 80 % dans le consortium Powerlink, contrat de 30 ans, ayant pour objet le maintien et la modernisation du réseau haute tension de distribution électrique du métro de Londres, et une participation de 50 % dans MUJV Limited, une joint-venture constituée entre EDF Energy et Thames Water Services, ayant pour objet l'élaboration et la mise en place des canalisations et/ou conduites d'eau, d'eau usée, de gaz et d'électricité destinés aux nouveaux bâtiments construits par Aspire Defence pour le Ministère de la Défense.

EDF Energy a également conclu plusieurs contrats importants avec des clients, tels que Network Rail (amélioration du système d'approvisionnement d'électricité), Pfizer Pharmaceuticals, London Underground et Islington Highway Lighting.

Participations d'EDF Energy dans la société Metro Holding – Metronet

Au-delà du contrat Powerlink, qui se focalise sur la fourniture et la maintenance des actifs électriques existants du métro de Londres, EDF Energy participait aussi à la joint-venture Metronet. Il s'agissait d'un contrat de partenariat d'entreprises publiques et privées d'une durée de 30 ans conclu avec *London Underground* afin de renouveler, rénover et maintenir les deux tiers de l'infrastructure du réseau métropolitain londonien. L'activité du consortium Metronet a commencé en avril 2003. Les participations d'EDF Energy dans Metronet se composent d'une participation de 20 % dans le consortium Metronet et d'une participation de 25 % dans Trans4m Limited.

Metronet Rail SSL Limited et Metronet Rail BCV Limited, les deux filiales constituant le consortium Metronet, ont été placées sous administration judiciaire le 18 juillet 2007. Le 27 mai 2008, les projets PPP ont été transférés à la nouvelle entité *Transport for London* (TfL) reprenant ces opérations, les entreprises sous administration judiciaire restant chargées de l'exécution des contrats encore en vigueur entre le consortium Metronet et Trans4m Limited. Les administrateurs ont présenté aux tribunaux le 11 décembre 2009 une demande de mise en liquidation des entreprises sous administration judiciaire. Leur demande a été acceptée et ces entreprises ont entamé le processus de liquidation.

6.3.1.1.2 Division Approvisionnement en Énergies et Relations Commerciales (ESCS)

La division Energy Sourcing et Customer Supply (« ESCS ») a pour mission de maximiser sur le long terme la valeur du portefeuille de clients particuliers et d'entreprises d'EDF Energy, de ses actifs de production et d'assurer son rôle d'optimisation sur les marchés de l'énergie au Royaume-Uni.

Dans le cadre de l'Acquisition, de nouveaux accords concernant la vente de la production nucléaire ont été mis en place au sein d'EDF Energy. Toute l'énergie produite par le parc nucléaire existant est vendue par le biais de transactions intragroupes par la division Nucléaire Existant à la division ESCS. À compter d'avril 2010, 20 % du volume de production généré par le parc de la division Nucléaire Existant sera vendu à Centrica dans le cadre

des Transactions Centrica (voir à la section 6.3.1.1.1.3). Les obligations historiques découlant des contrats existants de British Energy, en cours d'exécution au 24 mars 2009, date de prise d'effet de ces nouveaux accords de vente, continueront d'être remplies. En outre, British Energy Direct Limited (« BE Direct »), la division de commercialisation grands clients de British Energy, est maintenant intégrée au sein de la division ESCS.

Ces changements permettent à la division ESCS de gérer de façon centralisée les risques liés au marché de gros et de profiter des avantages résultant du regroupement des activités d'approvisionnement énergies, au bénéfice des activités de commercialisation existantes d'EDF Energy et de BE Direct.

A. Approvisionnement Énergies

Production

L'activité de production d'EDF Energy au sein d'ESCS (qui exclut la production nucléaire, Sutton Bridge et Eggborough) comprend deux centrales thermiques à combustible fossile au Royaume-Uni, d'une capacité de production totale de 4,1 GW, à savoir :

- Cottam : située dans le Nottinghamshire, Cottam est une centrale thermique fonctionnant au charbon, d'une capacité de 2 008 MW, composée de quatre unités. La dernière unité a été mise en service en 1970 ; et
- West Burton : située dans le Nottinghamshire, West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon constituée de quatre unités à charbon et de deux unités thermiques à cycle combiné au gaz naturel de 20 MW chacune, pour une capacité totale de 2 052 MW. La dernière unité a été mise en service en 1970.

EDF Energy dispose également de participations dans trois centrales de technologie combinée chauffage-électricité (*Combined Heat and Power* ou « CHP ») d'une capacité de production totale de 25,4 MW, est propriétaire de quatre centrales à gaz qui ont chacune une capacité de 10 MW et détient une participation de 18,6 % dans la centrale de Barking, située à Londres.

Au total, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2009, les centrales de Cottam et West Burton ont produit 16,8 TWh d'électricité. La production de ces centrales d'EDF Energy est globalement équivalente à la demande de ses clients résidentiels et PME. La demande des grandes entreprises, dont la consommation est mesurée toutes les demi-heures, est couverte par des achats sur les marchés de gros.

L'Acquisition et les nouveaux accords de négoce conclus en conséquence entre British Energy et EDF Energy, permettent de disposer de capacités supplémentaires pour satisfaire la demande de nouveaux clients éventuels.

Énergies renouvelables

EDF Energy s'attache à développer ses propres actifs de production d'énergies renouvelables et des accords d'achat d'électricité favorisant les développeurs indépendants d'énergies renouvelables afin de concilier le double objectif consistant à respecter son obligation en matière d'énergies renouvelables (*Renewables Obligation* ou « RO ») et à fournir de l'électricité de source renouvelable à son portefeuille de clients. La RO est l'obligation pour tous les fournisseurs d'électricité détenteurs d'une licence de commercialisation au Royaume-Uni de fournir une part croissante de l'électricité vendue au client final en provenance de sources renouvelables.

EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, au travers d'EDF Energy Renewables Limited (« EDF Energy Renewables »), leur joint-venture à 50/50 constituée en 2008, ont continué à développer leur portefeuille physique d'actifs renouvelables. Au cours de l'année 2009, le portefeuille opérationnel a augmenté de 46 MW après la construction des champs éoliens de Longpark et de Broomhill.

Les partenaires de la joint-venture détiennent, exploitent, ou ont désormais les autorisations nécessaires pour construire des champs éoliens au Royaume-Uni d'une capacité totale attendue de 365 MW. En outre, un certain nombre d'autres projets sont dans leurs premières phases de développement.

Achat de combustible et d'énergie et gestion des risques

Principes généraux

Les activités d'achat d'énergie et de gestion des risques sont conformes à la stratégie d'EDF et permettent l'optimisation des activités de production d'EDF Energy et l'approvisionnement en énergies à un prix concurrentiel pour son activité de commercialisation. EDF Energy achète et vend de l'électricité et achète du gaz, du charbon, des droits CO₂ et toute autre ressource nécessaire sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de production de ses centrales et de ses clients finals.

Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa propre production, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de :

- contrats d'achats à long terme avec la centrale à cycle combiné à gaz de Barking à Londres et avec Scottish and Southern Energy pour un volume total pour l'année 2009 d'environ 4,2 TWh d'électricité ;
- contrats avec des producteurs directement connectés aux réseaux de distribution, sans avoir à passer par le réseau de transport, évitant ainsi les coûts associés. EDF Energy a acquis au cours de l'année 2009 environ 3,2 TWh sur ce marché ; et
- contrats d'achats de gros conclus avec des tiers et soumis à la stratégie d'EDF Energy en matière de politique de gestion des risques. EDF Energy a acquis au cours de l'année 2009 environ 24,4 TWh par ce moyen.

Approvisionnement en gaz, charbon et droits d'émission CO₂

EDF Energy a mis en place des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émission CO₂ (financier) afin d'assurer la couverture de la production d'électricité de ses centrales.

Les achats de charbon et de droit d'émission CO₂ s'effectuent sur la base des prévisions de production et des niveaux des stocks. Le portefeuille de contrats d'EDF Energy est composé pour environ 51 % de charbon en provenance du Royaume-Uni et pour 49 % de charbon d'origine internationale. En 2007, 2008 et 2009, EDF Energy a conclu plusieurs accords de fourniture de charbon avec des producteurs de charbon locaux, à un prix inférieur au prix du marché pour le charbon importé.

La division ESCS est de plus en plus exposée aux prix du gaz sur les marchés de gros en raison de l'augmentation de la demande des clients résidentiels, industriels et commerciaux et de la production à partir de gaz. La division ESCS s'emploie donc en collaboration avec d'autres entités du groupe EDF (EDF Trading et la Division Gaz d'EDF) à étudier les possibilités de conclure de nouveaux contrats d'approvisionnement à long terme ou d'investir dans des actifs gaziers afin d'assurer une meilleure gestion à long terme des différents risques liés à l'approvisionnement en gaz.

De plus, la division ESCS explore, conjointement avec le groupe EDF, les possibilités d'investissement dans des sites de stockage du gaz afin de gérer les risques liés à la volatilité du prix du gaz et développe actuellement un site de stockage de gaz, proche du site existant de Hole House d'EDF Trading, situé dans la région de Cheshire. EDF Energy continue enfin d'étudier les possibilités d'investissement dans d'autres sites de stockage du gaz, qui permettraient de mieux gérer le risque lié aux variations de prix saisonnières et à la volatilité des prix sur le marché de gros.

B. Commercialisation

Les tarifs de détail tendent à suivre la tendance générale de prix des matières premières sur le long terme, mais atténuent leur volatilité court terme. Par conséquent, une stratégie de couverture qui lisse efficacement la volatilité du marché à court terme est considérée comme un facteur concurrentiel fondamental pour tous les fournisseurs d'électricité ou de gaz.

EDF Energy a procédé à une réduction du prix de l'électricité le 31 mars 2009, à la suite de laquelle la majorité des clients a vu le prix de leur électricité diminuer de 4,5 % à 12,5 % selon les régions. Conformément aux recommandations de l'Ofgem, le niveau tarifaire pour un client gaz est désormais cohérent avec celui retenu pour les clients de l'offre duale et ce, quel que soit le mode de règlement. Le 10 mars 2010, EDF Energy a annoncé une baisse supplémentaire de 4% de son tarif gaz pour les particuliers applicable à compter du 26 mars 2010.

EDF Energy vend de l'électricité à deux principaux segments de clients : les particuliers et les entreprises, ces dernières allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises privées. Les ventes aux particuliers constituent le segment Business to Customer (« B2C ») et les ventes aux entreprises le segment Business to Business (« B2B »). EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différentes pour chacun de ces deux segments.

Les taux de résiliation annuels (*churn rates*) sur le marché B2C au Royaume-Uni sont toujours élevés. À titre d'exemple, à fin septembre 2009, 14,7 millions, soit 55 % des clients B2C consommateurs d'électricité au Royaume-Uni et 12,3 millions, soit 57 % des clients B2C consommateurs de gaz au Royaume-Uni ont changé de fournisseur depuis l'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité et du gaz (source : rapport trimestriel sur les prix de l'énergie (*Quarterly Energy Prices*) de décembre 2009, du *Department of Energy and Climate Change*).

Fin décembre 2009, EDF Energy avait 4,1 millions de clients et 5,6 millions de comptes clients. Il a fourni 18,8 TWh d'électricité à 3,4 millions de comptes B2C et à 262 000 comptes B2B de PME et 47,3 TWh d'électricité à 182 000 comptes B2B de grandes entreprises. Il a aussi 1,7 millions de comptes clients B2C consommateurs de gaz et a fourni 26,0 TWh de gaz à ces clients en 2009. Alors que les clients B2C et les clients B2B « PME » d'EDF Energy sont principalement situés à Londres, dans le Sud-Est et dans le Sud-Ouest de l'Angleterre, les clients B2B « grandes entreprises » possèdent des sites dans tout le pays.

EDF Energy a connu une croissance de son nombre de comptes clients B2C d'environ 1 % sur l'année suite à une réduction du taux de résiliation et à un niveau de tarif compétitif.

6.3.1.1.2.3 Nucléaire existant

Aperçu des activités

EDF Energy possède huit centrales nucléaires (le « Parc nucléaire existant »), d'une capacité totale de 8,7 GW et emploie plus de 5 500 personnes. La division Nucléaire Existant d'EDF Energy est principalement constituée par l'activité de production d'énergie nucléaire de British Energy. Eggborough, centrale à charbon, est gérée séparément conformément à des Accords de gestion séparée (voir « Engagements pris en application du règlement de la Commission européenne » à la section 6.3.1.1.2.6).

Technologie du Parc nucléaire existant

La division Nucléaire Existant exploite huit centrales nucléaires au Royaume-Uni. Sept d'entre elles sont des centrales à « Réacteurs Avancés refroidis au Gaz » (RAG) (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness), la huitième est une centrale à « Réacteur à Eau Pressurisée » (REP), dénommée Sizewell B. Au cours de l'année 2009, la production totale s'est élevée à 54,5 TWh.

Un modèle RAG diffère à bien des égards d'un modèle REP. Si le modèle RAG est spécifique au Royaume-Uni, le modèle REP est pour sa part le type de réacteur le plus fréquent dans le monde. Le RAG dispose d'un modérateur au graphite qui permet de contrôler la réaction. Le réacteur est enfermé dans une cuve en acier à doublure en béton comprimé de plusieurs mètres d'épaisseur qui agit également comme un bouclier biologique. Le générateur de vapeur chauffant l'eau est situé à l'intérieur de la cuve de pression. Un RAG utilise de l'uranium enrichi comme combustible et du CO₂ comme fluide caloporteur.

Le REP est contenu dans un berceau à pression en acier rempli d'eau pressurisée qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. Le combustible utilisé est le dioxyde d'uranium enrichi contenu dans des tubes en alliage de zirconium.

Réglementation

L'exploitation des centrales nucléaires est soumise à une réglementation stricte notamment pour les domaines relatifs à la sûreté et à la sécurité nucléaires (en particulier la construction, l'exploitation et la déconstruction des installations nucléaires ainsi que la protection des travailleurs et du public contre les rayons ionisants), ainsi qu'en ce qui concerne la réglementation du marché de l'électricité et la réglementation environnementale.

Durée d'exploitation des centrales

La durée de vie potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par la capacité à développer un référentiel de sécurité conforme aux termes de la licence du site nucléaire soutenable d'un point de vue à la fois technique et financier. Toute décision par EDF Energy d'allonger la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de la date de fermeture actuellement prévue serait fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions de processus techniques et de sécurité. L'allongement des durées d'exploitation nécessitera l'accord de la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») si cet allongement se traduit par une augmentation des coûts spécifiquement supportés par la NDA (tels que définis dans le *Nuclear Liabilities Funding Agreement*, un des accords signés lors de la restructuration de British Energy).

L'adéquation du référentiel de sécurité pour chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé, pour la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après qu'aient été mises en œuvre les mesures appropriées en termes d'inspection, de tests, d'opérations de maintenance et de vérifications des performances opérationnelles. Les résultats sont alors adressés à la *Nuclear Installations Inspectorate* (« NII »), qui doit donner formellement son accord afin que les centrales concernées puissent être redémarrées. Les centrales concernées ne peuvent fonctionner après un redémarrage que pendant la période déterminée par le nouveau référentiel de sécurité. Cette période est normalement de 3 ans pour les centrales de type RAG et de dix-huit mois pour la centrale de type REP. De plus, un examen périodique de sûreté doit être accompli par EDF Energy tous les dix ans pour chaque centrale. Cet examen doit lui aussi être approuvé par la NII pour que la centrale concernée puisse continuer d'être exploitée.

Les durées d'exploitation retenues en comptabilité des centrales électriques du parc nucléaire existant ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant :

Centrale électrique	Début de production	Date de fermeture prévue	Durée d'exploitation retenue en comptabilité	Allongements de durée déjà annoncés par British Energy ⁽¹⁾	Examen périodique de sûreté ⁽²⁾
Hinkley Point B	Fév. 1976	2016	40 ans	15 ans	2017
Hunterston B	Fév. 1976	2016	40 ans	15 ans	2017
Dungeness B	Avr. 1983	2018	35 ans	10 ans	2018
Heysham 1	Juill. 1983	2014	30 ans	5 ans	2019
Hartlepool	Août 1983	2014	30 ans	5 ans	2019
Torness	Mai 1988	2023	35 ans	10 ans	2020
Heysham 2	Juill. 1988	2023	35 ans	10 ans	2020
Sizewell B	Fév. 1995	2035	40 ans	-	2015

(1) Ces allongements de durée ont déjà fait l'objet d'une autorisation de la part des autorités compétentes et sont déjà effectifs et pris en compte dans la durée d'exploitation retenue en comptabilité.

(2) Date de réponse prévue du NII.

La dernière décision d'allonger la durée d'exploitation retenue en comptabilité remonte à décembre 2007, date à laquelle il a été décidé, après avoir procédé à l'évaluation technique et économique nécessaire et après avoir reçu les autorisations extérieures adéquates, d'étendre jusqu'en 2016 la durée d'exploitation retenue en comptabilité de Hinkley Point B et de Hunterston B, soit un allongement de cinq ans. Cette décision a porté à 40 ans la durée d'exploitation retenue en comptabilité de ces centrales. D'autres études seront menées d'ici 2013 afin de déterminer s'il est possible de prolonger la durée de vie de ces centrales au-delà de 2016.

L'étude de la possibilité d'allonger la durée d'exploitation des autres centrales sera achevée au minimum trois ans avant leurs dates respectives de fermeture.

Le 29 janvier 2010, l'autorité de régulation a approuvé les Examens Périodiques de Sécurité pour Heysham 2 et Torness, pour la période allant jusqu'à 2020, sous réserve de la réalisation du programme de travail convenu.

Capacité et production

Le tableau ci-dessous présente la capacité actuelle et le volume de production de chacune des centrales du parc nucléaire existant pour les trois derniers exercices comptables.

Centrale électrique	Capacité (MW) ⁽¹⁾	Production ⁽²⁾ (TWh)		Exercice clos le 31 décembre ⁽⁴⁾ 2009
		Exercice clos le 31 mars 2008	Exercice clos le 31 mars 2009	
Centrales électriques RAG				
Dungeness B	1 040	6,4	2,9	4,0
Hartlepool	1 190	4,6	1,3	6,8
Heysham 1	1 160	3,7	0,8	6,3
Heysham 2	1 230	8,6	8,3	8,6
Hinkley Point B	860	5,3	5,2	4,9
Hunterston B	860	4,0	5,2	5,9
Torness	1 205	8,0	9,6	9,0
Centrale électrique REP				
Sizewell B	1 188	9,8	9,6	9,0
TOTAL	8 733	50,3	42,9	54,5
FACTEUR DE CHARGE ⁽³⁾		65 %	56 %	72 %

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des stations, y compris l'électricité importée du réseau. Les capacités sont soumises à un examen à la fin de chaque année. Les capacités citées reflètent le niveau de production d'énergie attendu des unités à partir du 1^{er} janvier 2010. En particulier, les centrales Hinkley Point B et Hunterston B ont été ajustées pour tenir compte de l'exploitation prévue à environ 70 % de charge, en raison des restrictions pesant sur la température de la chaudière.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et les rechargements en combustible. Les chiffres sont arrondis.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité pour la période en question.

(4) Pour la période du 6 janvier au 31 décembre 2009.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

La performance du parc nucléaire existant a été d'un très bon niveau en 2009. La production du parc nucléaire existant a atteint 54,5 TWh pour l'exercice allant du 6 janvier au 31 décembre 2009, reflétant la remise en service réussie des unités des centrales de Hartlepool et Heysham 1 en janvier, février et mars 2009, après les arrêts prolongés en raison de problèmes sur leurs *Boiler Closure Unit* (« BCU »). Ces quatre unités étaient hors service depuis octobre 2007.

La production nucléaire totale pour la période allant du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2009, qui a été utilisée pour calculer le paiement réalisé au titre des *Guaranteed Contingent Value Rights Instruments* (« CVR ») (voir note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009) réalisé le 29 janvier 2010, a été de 55,1 TWh.

La production du parc Nucléaire Existant a atteint 42,9 TWh pour l'exercice clos au 31 mars 2009, soit une baisse de 7,4 TWh par rapport à la production nucléaire de 50,3 TWh pour l'exercice clos au 31 mars 2008. Cette baisse s'explique principalement par une chute de production imputable aux problèmes rencontrés par les BCU à Hartlepool et Heysham 1. La production a également été affectée par des avaries concernant les unités d'alimentation en combustible à la centrale de Dungeness B et l'impact continu de la production à bas régime attribuable aux problèmes de chaudière à Hinkley Point B et Hunterston B, voir « Statut des centrales » ci-dessous pour de plus amples informations sur la situation en la matière.

Au cours de l'exercice clos au 31 décembre 2009, le parc nucléaire existant a fait l'objet d'un des plus importants programmes d'arrêts de tranches depuis de nombreuses années. Des arrêts programmés ont été réalisés pour les réacteurs suivants : Sizewell B, le réacteur 3 de Hinkley Point B, le réacteur 2 de Torness, le réacteur 3 de Hunterston B (arrêt comprenant des inspections de chaudières) et le réacteur 2 de Hartlepool. Le réacteur 21 de Dungeness a également été mis en arrêt programmé en 2009 mais il reste hors service afin de procéder à des contrôles complémentaires (voir « Réacteur 21 de Dungeness » ci-dessous). Ce programme d'arrêts reflète la poursuite des efforts d'investissements déployés pour améliorer la fiabilité et la sécurité à long terme de l'exploitation du parc nucléaire existant en orientant les investissements de manière à assurer la fiabilité du matériel et à réduire le risque de pertes futures.

Statut des centrales

Alimentation en combustible de Dungeness

La durée de l'interruption de service de Dungeness B pour cause de rechargement a été prolongée depuis septembre 2006 pour résoudre un problème de manque de pénétration des soudures du chemin de connexion de l'unité d'alimentation en combustible. Un équipement a été développé, construit et est maintenant en service pour verrouiller les unités d'alimentation en combustible. Cependant, un certain nombre de contraintes pèsent encore sur la mise en service de l'unité d'alimentation en combustible.

Le retour à des modes normaux de rechargement était prévu pour les deux unités d'ici la fin de l'année 2009. Celui-ci a cependant été reporté à une date ultérieure en 2010 afin de permettre la poursuite du développement du référentiel de sécurité et l'achèvement des modifications dans la centrale.

Chaudières

Depuis l'achèvement des inspections des chaudières et des travaux d'entretien nécessaires à Hinkley Point B et Hunterston B, et la remise en service des quatre unités au cours des mois de mai 2007 et de juin 2007, Hinkley Point B et Hunterston B ont été exploitées à une puissance réduite pour limiter la température des tubes des chaudières.

Au cours de l'année 2008, trois des quatre unités ont fait l'objet d'inspections planifiées de chaudières et, lorsque cela était nécessaire, de réparations. Cela permet à ces trois unités de fonctionner à 70 % de leur capacité.

Au cours de l'année 2009, des travaux ont été réalisés sur la quatrième unité (réacteur 3 de Hinkley Point B) pendant l'arrêt programmé pour remettre en état un certain nombre de tubes de la chaudière et pour refaire les orifices. Chacune des quatre unités de Hinkley Point B et Hunterston B peut maintenant fonctionner de 70 % à 75 % de sa capacité.

Hot Box Dome

La capacité du réacteur 2 de Heysham 1 a été réduite à environ 80 % de sa charge maximale en octobre 2006 pour réduire la température de la surface d'une partie interne du réacteur, connue sous le nom de Hot Box Dome. Le processus de dégradation de cette surface pourrait, s'il n'y avait pas remédié sous trois ans, limiter la disponibilité de Heysham 1 et Hartlepool.

Une équipe dédiée a été mise en place pour continuer à travailler sur la résolution du problème.

Réacteur 21 de Dungeness B

Durant l'arrêt en 2009 du réacteur 21 de Dungeness B, une fuite d'eau dans la cuve de pression de refroidissement du réacteur a été identifiée. La fuite a été réparée. Avant de remettre le réacteur en service, il a été décidé que l'absence de dommage dans le système de pénétration, suite à la fuite, devait être confirmée. Cela implique un contrôle de la tuyauterie externe du réacteur. La remise en service de ce réacteur est prévue pour le deuxième trimestre 2010.

Réacteur 22 de Dungeness B

Suite à un incendie causé par une petite quantité d'huile dans la chaudière annexe du réacteur 22 de Dungeness B, le réacteur a été mis hors service manuellement le 24 novembre 2009. Avant sa remise en service, les câbles ainsi que l'équipement mécanique qui avaient été endommagés devaient être réparés ou remplacés. Les travaux de remplacement ont été achevés et le réacteur a été remis en service le 18 février 2010.

Réacteur 1 de Torness

Le réacteur 1 de Torness a été mis hors service le 1^{er} février 2010, suite à la défaillance du transformateur de l'unité de production. Le transformateur a été remplacé et le réacteur a été remis en service le 20 mars 2010.

Accords de Restructuration - coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales

Des accords ont été 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 2002 sous l'égide du Gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. En vertu des Accords de Restructuration (en ce qui concerne les activités nucléaires existantes de British Energy et sous réserve de certaines exceptions) :

- le *Nuclear Liabilities Fund* (« NLF »), un *trust* indépendant créé par le Gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, a accepté (sur les instructions du Secrétaire d'État) de financer, dans la limite de ses actifs : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts de déconstruction éligibles en relation avec les centrales nucléaires existantes de British Energy ;

- le Secrétaire d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) et les coûts de déconstruction éligibles, dans les deux cas en relation avec les centrales nucléaires existantes 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 considérés éligibles pour le combustible usé de British Energy (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005) ; et
- 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 sécurité et de prudence) et les obligations potentielles de British Energy Limited et de British Energy Generation Limited au titre de ces passifs éventuels font l'objet de contre-garanties par les principaux membres du groupe British Energy.

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 de type RAG et ne supporte aucune responsabilité quant à ces déchets après leur transfert sur un site de traitement à Sellafield.

Le Secrétaire d'État et EDF ont accepté (et, suivant les instructions du Secrétaire d'État, le NLF a consenti à) des avenants limités aux Accords de Restructuration en relation avec l'acquisition de British Energy par Lake Acquisitions. Les avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les Accords de Restructuration uniquement à British Energy, ses filiales et entités affiliées ; en conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF, ou à ses filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement du Secrétaire d'État ou du NLF à l'égard de British Energy.

Certains avenants aux Accords de Restructuration reflètent l'obtention par British Energy d'une meilleure notation suite à l'Acquisition. En particulier, British Energy est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimum de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de crédit pourra être réduite à zéro, dans la mesure où des lignes de crédit irrévocables d'un même montant seront mises à disposition de British Energy par une entité du groupe EDF disposant d'une notation financière de qualité.

6.3.1.1.2.4 Division Nouveau Programme Nucléaire

La division Nouveau Programme Nucléaire est chargée de mener à bien le nouveau programme de construction nucléaire d'EDF au Royaume-Uni.

Consultation lancée par le Gouvernement du Royaume-Uni concernant le marché de l'énergie

Le Gouvernement britannique s'est engagé à réduire les émissions de CO₂ de 80 % d'ici 2050. Il a présenté le 15 juillet 2009 un Plan de Transition vers une société « bas carbone » (*The UK Low Carbon Transition Plan*, le « Plan de Transition »), qui trace la voie vers une économie sobre en carbone d'ici 2020. Le Plan de Transition prévoit qu'à l'horizon 2020, environ 40 % de l'électricité du pays proviendra de sources peu émettrices en carbone, comme les énergies renouvelables, le nucléaire et les centrales à combustible fossile qui sont équipées de systèmes de capture et de stockage du carbone. Il rappelle la nécessité de disposer d'un éventail d'énergies ainsi diversifié afin d'assurer la sécurité énergétique en réduisant la dépendance vis-à-vis de l'un ou l'autre des technologies ou combustibles.

Le Plan de Transition présente les mesures prises par le Gouvernement afin de supprimer les freins à la relance des investissements, ce qui exige en matière de nucléaire que l'*Office for Nuclear Development* simplifie la planification et les processus d'autorisations réglementaires relatives à la construction de nouvelles centrales nucléaires. Cela incluait la réalisation d'Évaluations stratégiques des sites (*Strategic Siting Assessments*, « SSA ») visant à déterminer quels étaient les sites en Angleterre et au Pays de Galles susceptibles d'accueillir de nouvelles centrales nucléaires d'ici fin 2025. La liste des sites jugés appropriés à l'issue des SSA a été publiée le 9 novembre 2009 dans le projet de Déclaration sur la Politique Nucléaire Nationale (*National Policy Statement for Nuclear*).

Le projet de Déclaration sur la Politique Nucléaire Nationale (DPNN) a été publié ainsi que d'autres déclarations sur la politique nationale qui concernent spécifiquement les technologies ; toutes ces déclarations sont actuellement soumises à consultation. Ces déclarations sur la politique nationale, et la Déclaration Générale sur la Politique Nationale concernant l'Énergie (*Overarching National Policy Statement for Energy*) constituent les deux principaux éléments sur lesquels la Commission de Planification de l'Infrastructure (*Infrastructure Planning Commission*, « IPC ») récemment créée s'appuiera pour statuer sur les demandes qui lui sont soumises en matière d'infrastructure énergétique. Conformément aux objectifs du Plan de Transition, le projet de DPNN prévoit que les nouvelles capacités nucléaires contribuent jusqu'à 25 GW de l'éventail d'énergies d'ici 2025.

D'après les conclusions préliminaires du projet de DPNN, dix des sites proposés dans le cadre de la procédure d'évaluation stratégique de sites sont potentiellement adaptés à la construction de nouvelles centrales nucléaires d'ici fin 2025, et chacun d'eux serait nécessaire pour permettre au pays d'atteindre ses objectifs de production à faible teneur en carbone. Cinq des dix sites cités appartiennent à EDF Energy : Bradwell, Hartlepool, Heysham, Hinkley Point et Sizewell. Le site de Dungeness, qui a été également proposé dans le cadre du processus d'évaluation stratégique des sites par EDF Energy, n'a pas été retenu.

Activité de la division Nouveau Programme Nucléaire

EDF Energy a indiqué souhaiter construire quatre nouveaux réacteurs nucléaires EPR au Royaume-Uni, le premier devant être opérationnel fin 2017. Sous réserve que toutes les conditions soient réunies, EDF devrait rendre sa décision d'investissement définitive pour le premier EPR aux alentours de 2011.

Après l'Acquisition, EDF Energy a saisi l'opportunité d'intégrer les équipes de projet du Nouveau Programme Nucléaire des deux sociétés afin de tirer parti des larges connaissances et de la solide expérience de ceux et celles qui contribuent à la mise en place de nouvelles capacités nucléaires au Royaume-Uni. L'équipe compte maintenant plus de 100 personnes qui ont des responsabilités d'encadrement, commerciales et techniques distinctes.

La division Nouveau Programme Nucléaire a été créée à l'issue d'une importante période de planification, d'investissement et de concertation avec le Gouvernement et les collectivités locales concernées par les sites susceptibles d'accueillir de nouvelles centrales sur la possibilité de construire et d'exploiter jusqu'à quatre nouvelles centrales EPR.

La sécurité est un axe essentiel de la conception de l'EPR. La technologie EPR est déjà retenue actuellement par EDF pour construire la nouvelle centrale nucléaire située sur le site de Flamanville en France. Utiliser cette même technologie permettra de profiter des avantages qu'offre la standardisation de la construction et de l'exploitation d'une série de nouvelles centrales. Au second semestre 2007, EDF Energy, en partenariat avec AREVA, a initié le processus britannique d'octroi de licence pour le réacteur EPR. Ce processus devrait durer trois ans et demi. Outre l'avancement de ce projet, les priorités



pour le restant de l'année 2010 seront notamment l'évaluation des prototypes standards (*Generic Design Assessment*, « GDA »), la demande d'attribution de licence pour les Sites Nucléaires et les activités de planification de la construction et de demande d'autorisation au Comité de Planification Indépendant (*Independent Planning Committee*).

Le processus administratif de support au développement du nouveau nucléaire au Royaume-Uni se déroule normalement, avec la publication en novembre 2009 par le *Health and Safety Executive* (« HSE ») du rapport sur la Phase 3 de la GDA concernant la technologie EPR. Le HSE a prévu la publication de ses conclusions finales sur la conception de l'EPR en juin 2011. Selon le rapport du HSE, le travail réalisé à l'étape 3 a permis de renouveler sa confiance dans l'EPR en confirmant qu'il pouvait être adapté à la construction sur des sites autorisés au Royaume-Uni.

En outre, le rapport indique que le HSE est encouragé par la réaction positive d'EDF et d'AREVA à la question de la réglementation *Control & Instrumentation* soulevée lors du processus (voir la section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) et qu'il pense que les propositions faites par EDF et AREVA seront acceptables.

Dans le cadre d'un processus d'évaluation transparent de la conception au Royaume-Uni, il avait toujours été prévu que des questions de ce type seraient identifiées et résolues avant l'octroi de la licence et le début de la construction.

Acquisition et cession de terrains nucléaires

Le 7 mai 2009, EDF Energy a annoncé le lancement d'un processus de cession de terrains susceptibles d'accueillir de nouvelles centrales nucléaires. Ce processus aboutira à la cession par EDF Energy d'une partie d'un de ses sites, celui de Dungeness dans le Kent ou celui de Heysham dans le Lancashire, et ce quelle que soit la position de la DPNN sur la capacité de construire une centrale nucléaire sur ceux-ci à moyen terme. Cette cession permettra néanmoins à EDF de remplir un engagement qu'il avait pris envers la Commission européenne dans le cadre de l'Acquisition. Elle est de plus en phase avec la volonté du Gouvernement britannique d'avoir plus d'un opérateur construisant de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Au cours du processus de cession, EDF Energy a invité le 8 mai 2009 les opérateurs crédibles du secteur du nucléaire (seuls à même de participer à la vente) à formuler des propositions relatives à ces deux sites. L'acquéreur aura la possibilité de choisir celui des deux sites qu'il souhaite acheter. La cession a été structurée de manière à avoir le moins d'incidence possible sur les centrales en activité de Heysham et Dungeness, qui continueront d'être exploitées par EDF Energy après cette vente.

Par ailleurs, la NDA a organisé une vente aux enchères, qui s'est terminée en mai 2009, de terrains situés à Wylfa, Oldbury et Bradwell. Dans le cadre de ces enchères et conformément à ses engagements vis-à-vis du Gouvernement Britannique, EDF Energy a vendu son terrain sur le site de Wylfa et a acquis à Bradwell un terrain adjacent à celui qu'il possédait déjà.

Enfin, le 27 novembre 2009, EDF Energy a annoncé le commencement du processus de cession des terrains situés à Bradwell. Tout accord de vente sera subordonné aux résultats définitifs de la Déclaration sur la Politique Nucléaire Nationale du Gouvernement (voir Consultation lancée par le Gouvernement du Royaume-Uni concernant le marché de l'énergie à la section 6.3.1.1.2.4. (« Nouveau Programme Nucléaire »)) et à l'obtention par EDF Energy de l'autorisation de construction pour deux EPR sur son site de Sizewell.

6.3.1.1.2.5 CCGT (Cycles combinés Turbine à Gaz)

EDF Energy a pour objectif de réduire de 60 % d'ici 2020 les émissions de dioxyde de carbone générées par sa production d'électricité. En 2005, pour faciliter la réalisation de cet objectif, EDF Energy a effectué une vaste étude de ses besoins futurs en production d'énergie. Cette étude a souligné la nécessité de mettre en service d'ici 2011 une nouvelle centrale CCGT de 1 300 MW ce qui a été confirmé après l'acquisition de British Energy début 2009.

Par conséquent, EDF Energy construit une nouvelle centrale CCGT d'une capacité nette de 1 311 MW, comprenant trois unités de 437 MW chacune, située à West Burton dans le Nottinghamshire, à proximité de la centrale thermique à charbon existante. La construction de la centrale de West Burton B a été autorisée par l'administration britannique le 30 octobre 2007 conformément à la Section 36 de l'*Electricity Act* de 1989. La nouvelle centrale a été élaborée, sur la base d'une conception propre au groupe EDF, par les services techniques d'EDF chargés du parc thermique, ces derniers agissant également en tant qu'intégrateurs des différents fournisseurs sur le site. Selon les prévisions, chacune de ces trois unités sera pleinement opérationnelle sur le plan commercial d'ici le milieu de l'année 2011.

6.3.1.1.2.6 Engagements pris au titre du Règlement de la Commission européenne sur les concentrations

L'Acquisition a été soumise à certaines conditions, notamment l'approbation de la Phase I de la Commission européenne, conformément à son règlement sur les concentrations (*European Commission Merger Regulation* « ECMR »). Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a annoncé sa décision d'approuver l'Acquisition, sous réserve de certains engagements pris par EDF. Plus précisément, EDF a pris les engagements suivants : (i) céder la centrale électrique à gaz de Sutton Bridge appartenant à EDF Energy, (ii) céder la centrale à charbon de British Energy à Eggborough, (iii) vendre un volume total minimum d'électricité de 5 à 10 TWh par an sur le marché de gros au Royaume-Uni pour la période 2012 - 2015, (iv) céder, sans conditions, un site susceptible de convenir à la construction et à l'exploitation de centrales électriques de nouvelle génération situé à côté des stations existantes de British Energy, Heysham ou Dungeness, au choix de l'acquéreur potentiel, et (v) renoncer à l'un des trois accords de raccordement au réseau de Hinkley Point. Ces engagements doivent être mis en œuvre au cours des prochaines années, à l'exception du (v) qui a déjà été mis en œuvre.

Par conséquent, en application du (i) et (ii) ci-dessus, Sutton Bridge et Eggborough sont actuellement gérées de façon indépendante par un gestionnaire distinct dans le cadre d'accords de gestion séparée (les « Accords de Gestion Séparée »).

- Sutton Bridge : située dans le Lincolnshire, Sutton Bridge est une centrale thermique à cycle combiné au gaz naturel (« CCGT »), dotée d'une capacité de 803 MW. Mise en service en mai 1999, elle a été achetée par EDF Energy à Enron en avril 2000 ; et
- Eggborough : située dans le Yorkshire, Eggborough est une centrale à charbon d'une capacité 1 960 MW. Elle a été achetée par British Energy en 2000.

Sutton Bridge et Eggborough opèrent tous deux sous *Capacity and Tolling Agreements*. Conformément aux Accords de Gestion Séparée mis en place, EDF Energy continue de profiter des bénéfices et des flux de trésorerie liés à la production d'Eggborough. En ce qui concerne Sutton Bridge, en conséquence de l'engagement de cession pris, EDF Energy a dû mettre en place un contrat de péage (*tolling*) « virtuel », en vertu duquel EDF Energy a vendu à un tiers la production de la centrale ainsi que ses bénéfices et passifs liés.

Options sur Eggborough

Indépendamment de l'engagement pris par EDF envers la Commission européenne de vendre la centrale d'Eggborough, il a été accordé, dans le cadre de la restructuration de British Energy en 2005, une option d'achat à prix fixe sur la centrale d'Eggborough à un certain nombre des banques qui ont fourni le financement initial nécessaire à l'acquisition de la centrale d'Eggborough par British Energy. Cette option a, depuis, pu être cédée à des tiers. L'option a été exercée par les titulaires avant sa date d'expiration du 31 août 2009, et finalisée avec succès le 31 mars 2010, le transfert de propriété d'Eggborough étant effectif à cette date. Sous réserve d'une confirmation finale, l'engagement susmentionné pris envers la Commission européenne sera alors rempli.

6.3.1.1.2.7 Retraites

EDF Energy finance quatre plans de retraite distincts :

1. EDF Energy Group (« EDFEG ») d'Electricity Supply Pension Scheme (« ESPS »), qui a été créé en septembre 2005 à la suite de la fusion des fonds de pension des groupes London Electricity et Seeboard. L'adhésion à l'EDFEG n'est pas autorisée aux nouveaux membres ;
2. EDF Energy Pension Scheme (« EEPS »), qui a été créé en mars 2004 et rassemble un certain nombre de plans de retraite de London Electricity et de Seeboard. L'adhésion à l'EEPS est ouverte à tous les employés ;
3. British Energy Generation Group (« BEGG ») d'ESPS pour la majorité des employés de British Energy ; et
4. British Energy Combined Group (« BECG ») d'ESPS pour les employés de la centrale d'Eggborough.

Ces plans font partie d'ESPS, plan à prestations définies qui est financé de manière externe. Chaque fonds de pension qui participe à l'ESPS est financièrement indépendant des autres fonds. Le tableau suivant présente la situation de chacun des fonds :

	EDFEG	EEPS	BEGG	BECG
Évaluation triennale au 31 mars 2007	(122)	(5)	(174)	(3)
Excédent/(déficit) de financement ⁽¹⁾ au 31 mars 2009	(972) ⁽⁵⁾	(77) ⁽⁵⁾	(1 126) ⁽⁵⁾	n/a ⁽⁴⁾
Excédent/(déficit) de financement ⁽¹⁾ au 31 mars 2008	(471)	(40)	(650)	(13)
Excédent/(déficit) comptable ⁽²⁾ au 31 décembre 2009	(794)	(52)	(736) ⁽³⁾	(12) ⁽³⁾
Excédent/(déficit) comptable ⁽²⁾ au 31 décembre 2008 ⁽⁶⁾	(270)	12	(7) ⁽³⁾	2 ⁽³⁾

(1) Selon les déclarations annuelles sur la situation financière communiquées aux membres par les Gérants conformément à la réglementation britannique.

(2) Situation financière établie conformément à la norme comptable internationale 19 de 2004 - Avantages du personnel (International Accounting Standard 19 (2004) – Employee Benefits (« IAS 19 »)).

(3) Le déficit total déclaré dans les états financiers de British Energy pour ses exercices financiers clos les 31 mars 2008 et 2009 était respectivement de 216 millions de livres sterling et de 559 millions de livres sterling.

(4) L'évaluation triennale BECG a été avancée du 31 mars 2010 au 31 mars 2009 pour faciliter la vente d'Eggborough et des discussions sont en cours sur le niveau du déficit au 31 mars 2009.

(5) Les déficits les plus récents fondés sur une mise à jour indicative de l'évaluation triennale de 2007 sont de 839 millions de livres sterling pour EDFEG au 1^{er} décembre 2009, de 70 millions de livres sterling pour EEPS au 31 décembre 2009 et de 844 millions de livres sterling pour BEGG au 8 février 2010.

(6) BEGG et BECG au 6 janvier 2010.

Pour remédier aux déficits d'EDFEG et d'EEPS qui ont été identifiés au cours de l'évaluation triennale au 31 mars 2007, EDF Energy a convenu avec les Gérants de ce fonds d'un plan de résorption des déficits aux termes duquel il versera des contributions supplémentaires au cours de la période allant du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2015. Le financement fait l'objet d'examens périodiques de la part des Gérants et d'EDF Energy.

Le plan de résorption des déficits du fonds EDFEG prévoit le versement de 32 millions de livres sterling par an, payés par règlements mensuels, pour la période allant du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2010, puis le versement de 6 millions de livres sterling par an, payés par règlements mensuels, pour la période allant du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2015.

Des contributions supplémentaires d'un montant de 460 000 livres sterling par mois ont été versées au fonds EEPS entre le 1^{er} avril 2008 et le 31 mars 2009 afin de résorber intégralement le déficit identifié en 2007.

Après l'Acquisition, EDF Energy et les Gérants de BEGG et BECG ont convenu d'un plan de financement du déficit des fonds, jusqu'au 31 décembre 2013 pour BEGG et jusqu'au 31 mars 2010 pour BECG, tous deux effectifs à partir du 1^{er} avril 2009. Ce plan est établi sur la base des déficits des fonds arrêtés au 31 mars 2007 et remplace le plan de résorption des déficits mis en œuvre à l'époque de l'évaluation triennale de 2007.

Le plan de financement des déficits des fonds convenu après l'Acquisition le 18 mars 2009 pour BEGG prévoit le versement de contributions d'un montant de 112 millions de livres sterling par an, payés par règlements mensuels, pendant l'année qui se termine le 31 mars 2010, puis le versement de contributions d'un montant de 12 millions de livres sterling par an, payés par règlements mensuels, du 1^{er} avril 2010 au 31 décembre 2013. Les Gérants ont ensuite accepté en novembre 2009 que le montant du financement soit maintenu au montant actuel de 112 millions de livres sterling par an pour la période allant du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011 et ce jusqu'à l'achèvement de la prochaine évaluation triennale, le 31 mars 2010. Les contributions à partir du 1^{er} avril 2011 seront soit de 12 millions de livres par an soit d'un autre montant convenu dans le cadre de l'évaluation triennale de 2010.

Dans le cadre de l'Acquisition, et afin de faciliter la vente de la centrale d'Eggborough (voir Engagements au titre du Règlement de la Commission européenne sur les concentrations dans la section 6.3.1.1.2.6), EDF Energy et les Gérants de BECG ont enfin convenu d'avancer la prochaine évaluation triennale applicable du 31 mars 2010 au 31 mars 2009. L'évaluation pour 2009 de BECG est en cours de finalisation.

Si le projet de vente des activités Réseaux au Royaume-Uni se réalisait, cela aurait un impact sur deux des quatre régimes de retraite, à savoir EDFEG et EEPs. Depuis quelque temps, des discussions sont en cours avec les Gérants de ces deux fonds concernant les conséquences d'une vente potentielle en matière de retraites. Si la vente avait lieu, les deux régimes de retraite devraient être scindés, deux nouveaux régimes de retraite devant être mis en place afin que les engagements de retraite correspondant aux activités Réseaux soient transférés au nouveau propriétaire. À ce stade, les discussions avec les Gérants sont en cours.

6.3.1.1.3 JEUX OLYMPIQUES DE LONDRES 2012

EDF est le partenaire officiel « *Utility Services* » et un des partenaires Développement durable des Jeux Olympiques. EDF a été le premier partenaire Développement durable désigné et le deuxième partenaire officiel de premier rang après Lloyds TSB. À la fin de l'année 2009, il existait sept partenaires officiels de premier rang incluant Lloyds TSB, Adidas, BT Group plc., BP group plc., British Airways et BMW. On compte également six partenaires officiels de second rang et douze partenaires officiels et fournisseurs officiels de troisième rang.

Au titre de ce partenariat, EDF Energy fournira l'énergie des Jeux olympiques de Londres 2012 à partir de sources d'énergie renouvelables. EDF Energy fournira aussi un combustible à faible émission carbonée pour la flamme olympique. Le développement durable restera un thème central du partenariat d'EDF Energy.

6.3.1.2 ALLEMAGNE – ENBW

EnBW est le troisième énergéticien allemand après E.ON et RWE et avant Vattenfall Europe par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients. Par ailleurs, il est le premier énergéticien dans sa zone de développement historique : le Bade-Wurtemberg. Son domaine d'activité dans l'électricité comprend la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le *trading*. EnBW est également présent dans le secteur du gaz (*midstream* : accords d'importation, infrastructures, stockage de gaz, *trading* / gestion de portefeuille – *downstream* : transport, distribution et vente) et fournit des services énergétiques. EnBW détient des participations dans de nombreuses régions communales dans le Bade-Wurtemberg. Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régions communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité indépendant, la société Yello, le fournisseur d'électricité en Allemagne qui a le plus de clients en dehors de sa zone historique. En 2009, EnBW a généré un chiffre d'affaires de 15,564 milliards d'euros et un EBITDA de 2,748 milliards d'euros (source : Rapport Annuel EnBW 2009). EnBW est consolidé par intégration proportionnelle à hauteur de 46,07 % dans les comptes consolidés du groupe EDF clos au 31 décembre 2009.

EnBW, dont les titres sont admis aux négociations aux bourses de Francfort et de Stuttgart, publie un certain nombre d'informations (notamment son rapport annuel) qui sont disponibles sur son site Internet www.enbw.com.

Concernant l'évolution des prix de marché et de la demande en Allemagne, voir section 9.2.1. (« Éléments de conjoncture »).

6.3.1.2.1 INTÉRÊT STRATÉGIQUE DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS ENBW

La prise de participation d'EDF dans EnBW fait suite à une longue collaboration entre les deux entreprises, notamment dans le domaine technique et dans celui des échanges d'électricité avec le Bade-Wurtemberg. EnBW dispose d'une forte implantation dans cette région qui est l'une des plus développées d'Europe avec ses 11 millions d'habitants et son tissu d'entreprises performantes et tournées vers l'exportation.

EnBW dispose avec sa marque Yello d'une forte capacité de commercialisation auprès de la clientèle des particuliers et des professionnels, ouverte à la concurrence depuis 1998, et d'une expérience dont EDF peut tirer avantage. La participation d'EDF dans EnBW permet aussi d'accompagner les grands clients multi-sites des deux entreprises.

Les participations d'EnBW dans des Stadtwerke (voir section 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité » — « Commercialisation »)), au Bade-Wurtemberg, mais également à Düsseldorf et dans la Saxe dans l'Est de l'Allemagne, lui permettent d'étendre sa présence au-delà de sa zone historique.

De même, l'activité gaz d'EnBW, avec un chiffre d'affaires de 2,453 milliards d'euros (source : Rapport Annuel EnBW 2009) sur un des premiers marchés gaziers européens, constitue un atout pour la stratégie gazière du groupe EDF.

Par ailleurs, EDF estime qu'une présence en Allemagne – le marché le plus important d'Europe en termes de nombre de clients et de volume consommé d'électricité – est indispensable dans la perspective d'un marché énergétique européen.

L'intérêt stratégique du groupe EDF en Allemagne réside également dans l'importance de la « Plaque allemande », qui comprend l'Allemagne, l'Autriche et dans une certaine mesure la Suisse, et qui donne accès à près de 90 millions de consommateurs. Cette « Plaque allemande » peut être considérée comme un seul marché puisque les interconnexions entre les pays concernés sont fortement développées et que les lignes de transport ne sont pas saturées, ce qui permet une fluidité des échanges. Les prix de gros pour les différents produits (base, pointe, sur les marchés spot et à terme) sont ainsi globalement identiques dans les trois pays. Cette plaque occupe une place centrale en Europe et est susceptible à moyen terme de constituer avec la France et le Benelux un « Marché régional », si les congestions de réseaux sont levées.

L'intérêt d'une présence en Allemagne est renforcé par les possibilités de croissance dans les pays d'Europe centrale et orientale depuis l'élargissement de l'Union européenne. EnBW est d'ailleurs présent au capital de sociétés de production et de distribution d'électricité, situées en République Tchèque, à Prague, où EnBW détient une participation dans Prazska energetika a.s., ou à travers des participations minoritaires en Suisse, en Autriche, en Pologne et en Hongrie. EnBW ambitionne de se développer en Turquie où elle a noué un partenariat stratégique et créé, avec Borusan, une joint-venture (voir section 6.3.1.2.3.4. (« Axes de développement »)).

Enfin, la proximité géographique d'EDF et d'EnBW et la similitude des métiers exercés (notamment la part importante de production d'origine nucléaire des deux entreprises) permettent des échanges d'expertise et la réalisation de synergies.

6.3.1.2.2 DÉTAIL DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS ENBW

Actionnariat d'ENBW

À la date de dépôt du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas le droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW. Aux côtés d'EDF, le principal actionnaire d'EnBW est OEW, un groupement de collectivités locales du Bade-Wurtemberg qui détient à la date de dépôt du présent Document de Référence, à l'instar d'EDF, 45,01 % du capital et 46,07 % des droits de vote d'EnBW. EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires qui leur donne le co-contrôle de l'entreprise (voir ci-dessous).

À la date de dépôt du présent Document de Référence, le solde du capital d'EnBW est détenu à hauteur de 5,84 % par différentes municipalités et fédérations de municipalités du Bade-Wurtemberg, de 1,84 % par le public

et de 2,30 % par EnBW en autocontrôle (source : Rapport Annuel EnBW 2009).

Pacte d'actionnaires

EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000, aux termes duquel ils ont convenu de détenir ensemble, et à parité, la majorité du capital d'EnBW et de contrôler la société conjointement. Le pacte précise qu'EnBW devra être le véhicule exclusif d'EDF en Allemagne pour tout investissement relatif aux activités d'électricité, de gaz et de déchets, sauf si OEW ou EnBW décline l'investissement proposé. Par ailleurs, le pacte distingue deux catégories d'actions :

- les actions assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent 50,01 % du capital d'EnBW (25,005 % pour chacune des parties) (les « Actions Assujetties ») ;
- les actions non-assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent le solde de la participation de chacun des deux partenaires.

Concernant les Actions Assujetties, le pacte prévoit que, depuis le 1^{er} janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW est soumise à l'accord préalable d'EDF pour la cession de ses Actions Assujetties à un tiers ne faisant pas partie d'OEW.

Toutefois, OEW dispose :

- d'une option de vente sur EDF (*Put*), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (25,005 %), exerçable à tout moment entre le 1^{er} janvier 2005 et le 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 (voir note 27.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009) ;
- d'un droit de préemption sur les Actions Assujetties détenues par EDF ;
- du droit de s'opposer à une vente par EDF de ses Actions Assujetties, si le tiers acheteur n'est pas prêt à acquérir les actions d'OEW au même prix (clause de sortie conjointe).

Concernant les actions non-assujetties, le pacte prévoit un mécanisme de droit de préemption réciproque.

EDF et OEW sont tenus de se concerter afin d'exercer uniformément leurs droits de vote en assemblée générale ou d'adopter une position uniforme sur les décisions examinées en conseil de surveillance et sont également tenus d'adopter une position commune concernant toute décision d'EnBW jugée importante par au moins une partie et de la faire valoir vis-à-vis de la société.

À cette fin, EDF et OEW ont constitué, conformément aux stipulations du pacte d'actionnaires, un comité des actionnaires (présidé par EDF) leur permettant d'arrêter des positions communes. EDF dispose toutefois d'un droit de vote décisif pour les décisions relatives à la mise en œuvre du plan de développement à moyen terme d'EnBW tel qu'élaboré par les parties.

Sur un total de 20 membres au conseil de surveillance, EDF dispose de quatre représentants et OEW de trois (dont le Président qui a voix prépondérante). Deux membres ont été désignés par l'assemblée générale d'EnBW (l'un sur proposition d'OEW, l'autre sur proposition d'EDF), dix membres par les salariés d'EnBW, le membre restant étant désigné conjointement par EDF et OEW.

L'un des membres du Directoire d'EnBW, actuellement composé de cinq membres, est désigné par EDF.

Le pacte vient à échéance au plus tôt le 31 décembre 2011, mais demeurera en vigueur aussi longtemps qu'EDF et OEW disposeront ensemble de la majorité du capital, et chacun d'au moins 17 % du capital.

Autre accord actionnarial

OEW disposait d'une option de vente (*Put*) sur EDF portant sur tout ou partie des actions qu'elle a rachetées à la Deutsche Bank et à HSBC Trinkhaus & Burkhardt KgaA le 28 janvier 2005 (5,94 % du capital d'EnBW). Cette option était exerçable à tout moment du 28 janvier 2005 au 30 novembre 2006, mais n'a pas été exercée par OEW. Depuis le 1^{er} décembre 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, EDF dispose, en cas de cession par OEW des actions précitées à un tiers, d'un droit de préemption.

Perspectives d'évolution de l'actionnariat d'ENBW

La poursuite d'un partenariat de qualité avec OEW est pour EDF un objectif important. À l'occasion de son retour à la parité avec EDF dans le capital d'EnBW en avril 2005, OEW a exprimé son objectif de conserver ses actions au moins jusqu'en 2011. Toutefois, cette position reste susceptible d'évolution avant 2011, OEW disposant toujours d'une possibilité d'exercer l'option de vente portant sur les Actions Assujetties avant cette date.

6.3.1.2.3 DÉTAIL DES ACTIVITÉS D'ENBW

En 2009, les ventes d'électricité du groupe EnBW (incluant le montant net des volumes négociés et toutes les participations) se sont élevées à 119,7 TWh. La consommation d'électricité en Allemagne a atteint 519 TWh¹. Les ventes de gaz du groupe EnBW en Allemagne ont porté en 2009 sur 65,8 TWh¹ et la consommation allemande de gaz a atteint 890 TWh en 2009.

1 Source : Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).

Le tableau ci-dessous présente les chiffres clés de l'activité du groupe d'EnBW pour les deux derniers exercices (source : Rapport Annuel EnBW 2009) :

	Exercice clos au 31/12/2009	Exercice clos au 31/12/2008
Chiffre d'affaires (en milliards d'euros)⁽¹⁾	15,56	16,31
dont électricité	12,39	12,74
dont gaz	2,45	2,88
Ventes d'électricité (TWh) ⁽²⁾	119,7	130,5
Ventes de gaz (TWh)	65,8	69,8
Clients énergie (millions)	6	6
Effectifs	21 124	20 501

(1) Chiffre d'affaires net, après déduction de l'impôt sur l'électricité et le gaz.

(2) Comprend les ventes d'électricité effectuées par des sociétés dans lesquelles EnBW détient (i) des participations majoritaires consolidées par intégration globale pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à 100 %, et (ii) des participations minoritaires consolidées par intégration proportionnelle pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à hauteur de leur pourcentage de détention ainsi que les volumes d'électricité négociés.

6.3.1.2.3.1 Métiers de l'électricité

Production

En 2009, la production en propre d'EnBW (c'est-à-dire la production issue des centrales d'EnBW), hors contrats d'achat d'électricité (10,2 TWh) et hors participation dans des centrales (4,0 TWh) a été de 52,4 TWh.

En 2009, les ventes d'électricité du groupe EnBW (incluant le montant net des volumes négociés et toutes les participations) sont de 119,7 TWh. ENBW dispose d'une capacité installée de production de 15 771 MW. Elle est répartie de la manière suivante :

(en MW) *	Capacités
Nucléaire (y compris contrats EDF et E.ON)	4 846
Thermique classique	7 240
Hydraulique	3 510
Autres énergies renouvelables	175
TOTAL	15 771

* Données brutes ; chiffres consolidés du groupe EnBW incluant les participations (source : Rapport Annuel EnBW 2009).

Les actifs de production d'EnBW en Allemagne sont essentiellement situés dans le Bade-Wurtemberg. Ils se caractérisent par leur mix de production équilibré et relativement peu émetteur de CO₂ par rapport aux autres producteurs d'électricité en Allemagne. La production de base est assurée à la fois par le nucléaire et l'hydraulique, la production de semi-base par les centrales à charbon, et les besoins de pointe par des centrales au gaz et

au fioul, ainsi que des stations de pompage. Globalement, les moyens de pointe thermiques et hydrauliques sont suffisants, permettant même de vendre de l'énergie de pointe sur le marché.

Le tableau suivant présente la répartition de la production d'électricité de 66,7 TWh par type d'énergie primaire utilisée, obtenue sur la base des chiffres consolidés du groupe EnBW incluant les participations :

Charbon, gaz, pétrole	27,6 %
Énergie nucléaire	57,2 %
Hydraulique et autres énergies renouvelables*	10,6 %
Autres**	4,6 %

* Selon le paragraphe 42 de la loi allemande du 7 juillet 2005 concernant l'électricité et le gaz.

** Source d'énergie indéterminée, la plupart de ce volume étant approvisionnée par le négoce sur le marché de gros. (source : Rapport Annuel EnBW 2009).

EnBW couvre par sa production propre, les contrats d'approvisionnement long terme et ses participations dans des centrales, 56 % des besoins du groupe EnBW, soit 66,7 TWh sur 119,7 TWh vendus en 2009.

Investissements dans le parc de production

EnBW a engagé des investissements pour renouveler et renforcer son parc de production d'électricité. L'objectif d'EnBW est d'atteindre à l'horizon 2020, 20 % de part d'énergies renouvelables dans son mix de production.

Investissements dans des capacités de production thermique à flamme

En décembre 2006, EnBW a ainsi décidé d'engager la construction d'une centrale à charbon supercritique disposant d'une capacité installée brute de plus de 900 MW à Karlsruhe, dont le rendement attendu est supérieur à 46 %. L'investissement est supérieur à 1 milliard d'euros. Les travaux ont commencé début 2008 pour une mise en service prévue début 2012.

EnBW contribue au projet de centrale à charbon supercritique de 900 MW de la société Grosskraftwerk Mannheim AG, détenue à 32 % par EnBW. L'étude pour la construction d'une centrale à gaz à Karlsruhe se poursuit. EnBW a également conclu un contrat de fourniture sur 20 ans avec le producteur EVONIK (situé dans la région de la Ruhr), qui mettra à la disposition d'EnBW à partir de 2010, un droit de tirage de 250 MW.

Les capacités de production thermiques à flamme d'EnBW ont été renforcées jusqu'au début de 2010 de 1 099 MW :

- En mai 2009, EnBW a fait l'acquisition des parts détenues par E.ON dans la centrale thermique lignite de Lippendorf, ce qui correspond à un accès à une capacité de 446 MW ainsi que dans la centrale à charbon de Bexbach (soit 79 MW).
- Puis, dans le cadre d'accords entre EDF, E.ON et EnBW signés en septembre 2009 et finalisés en janvier 2010 portant sur des échanges de droits de tirage et d'actifs de production électrique, EnBW a acquis 50,4 % dans la centrale à charbon de Rostock (soit 256 MW), et obtenu un droit de tirage de 159 MW sur la centrale lignite d'E.ON de Buschhaus en Allemagne.

Avec effet au 1^{er} octobre 2009, EnBW a acquis auprès de STAWAG une participation de 16,7 % supplémentaires dans la centrale de Bexbach (soit 159 MW).

Investissements dans des capacités de production hydraulique

Des projets d'extension de sites hydrauliques sont en cours de réalisation ou à l'étude :

- extension de la centrale au fil de l'eau de Rheinfelden dont la mise en service est prévue pour 2010 (augmentation de la capacité de 26 MW à 100 MW) ;
- ajout d'une cinquième turbine de 38 MW à la centrale d'Iffezheim. La première pierre a été posée en juillet 2009 et la centrale devrait être mise en service en 2012 (sous le pilotage d'EnBW et avec la participation d'EDF) ;
- étude de l'ajout d'une cinquième turbine de 28 MW à la centrale de Gamsheim dont les travaux pourraient commencer en 2010 (sous le pilotage d'EDF et avec la participation d'EnBW).

Des acquisitions de parcs éoliens en cours de construction ont été réalisées en Allemagne :

- EnBW a acquis, en mai 2008, deux sociétés de développement (EOS Offshore AG et Offshore Ostsee Wind AG), qui portent sur des projets éoliens *offshore* en mer Baltique et en mer du Nord pour un total de 1200 MW. Un premier projet en mer Baltique d'environ 50 MW a été lancé fin 2008 pour une mise en service prévue fin 2010 ;
- EnBW a acquis, en février 2009, auprès de la société de développement Plambeck Neue Energien AG, 3 parcs éoliens *onshore* totalisant une puissance de 52 MW, qui ont été mis en service au premier semestre 2009 ;
- EnBW a acquis, en décembre 2009, auprès de la société de développement Plambeck Neue Energien AG, 7 parcs éoliens *onshore* totalisant une puissance de 53 MW et dont la mise en service est prévue pour mi 2010.

Parc nucléaire

Le nucléaire représente 31 % de la capacité installée d'EnBW (ce qui inclut la puissance fournie par EDF au titre des contrats de fourniture d'énergie). La sortie programmée du nucléaire, si elle était effectivement réalisée, conduirait EnBW à devoir déclasser d'ici 2022 de l'ordre de 4 000 MW de capacité installée, sans tenir compte des droits de tirage de 800 MW sur les centrales d'E.ON obtenus en 2009.

La centrale nucléaire d'Obrigheim (puissance nette de 340 MW) a été arrêtée en mai 2005 et sa déconstruction a débuté en octobre 2008.

L'échéancier de fermeture des centrales nucléaires d'EnBW, tel qu'il est arrêté aujourd'hui, est indiqué dans le tableau ci-dessous :

Centrales nucléaires	Mise en service commerciale	Capacité installée (MW)	Arrêt d'exploitation prévu
Neckarwestheim 1	1976	633*	2010**
Philippsburg 1	1980	890	2012
Philippsburg 2	1985	1 392	2018
Neckarwestheim 2	1989	1 096*	2022**

* Correspond à la quote-part d'EnBW dans la centrale.

** Ce calendrier ne tient pas compte de la prolongation de la durée d'exploitation de la tranche 1 de la centrale de Neckarwestheim demandée par EnBW fin 2006.

Dans le contexte d'un environnement politique changeant suite aux élections de septembre 2009, une prolongation de l'utilisation de l'énergie nucléaire semble envisageable. Une décision politique sur ce sujet est attendue en 2010.

Indépendamment de cela, EnBW a déposé fin 2006 une demande officielle d'autorisation de transfert de volumes de production de la tranche 2 à la tranche 1 de la centrale de Neckarwestheim. Cette demande d'EnBW visant à prolonger jusqu'en 2017 l'exploitation de la tranche 1 a été rejetée en juin 2008 par le Ministre de l'Environnement allemand. EnBW a formé un recours auprès du Tribunal administratif de Mannheim contre cette décision.

Les coûts futurs de l'élimination des combustibles irradiés et des déchets d'exploitation ainsi que de la mise à l'arrêt et de la déconstruction des centrales nucléaires sont estimés par EnBW à 5 181 millions d'euros sur une base actualisée au taux nominal de 5,5 %, montant provisionné dans les comptes d'EnBW au 31 décembre 2009. Le calcul de ces provisions est fondé sur des obligations réglementaires et les dispositions des autorisations d'exploitation.

Dans le cadre des accords exécutés en décembre 2009 entre EDF, E.ON et EnBW, ce dernier a obtenu des droits de tirage sur des centrales nucléaires d'E.ON en Allemagne d'une capacité de 800 MW et E.ON a acquis un droit de tirage nucléaire de 800 MW à partir des droits de tirage historiques dont dispose EnBW sur la production nucléaire d'EDF.

Commercialisation

En 2009, EnBW a commercialisé 119,7 TWh d'électricité (y compris les activités de négoce sur les marchés de gros et les participations) auprès d'environ 6 millions de clients finals (source : Rapport Annuel EnBW 2009).

Le groupe EnBW commercialise l'électricité par l'intermédiaire de ses filiales EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaft GmbH, détenue à 100 %, EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG, détenue à 99,73 % et Energiedienst Holding AG, filiale détenue à 81,72 %, présente dans le Bade-Wurtemberg et en Suisse (source : Rapport Annuel EnBW 2009). EnBW commercialise également l'électricité par l'intermédiaire de quelques participations majoritaires, à titre d'exemple, ENSO (*Energie Sachsen Ost AG*), dans le Land de Saxe, détenue à 50,10 % et Stadtwerke Düsseldorf en Rhénanie du Nord Westphalie détenue à 54,95 %.

EnBW détient une participation de 15,07 % dans le capital de MVV (MVV Energie AG). MVV est un important fournisseur d'électricité dans la région de Mannheim. EnBW ne dispose pas d'une influence significative au sein de cette société (EnBW ne siège pas à son conseil de surveillance). MVV n'est pas un canal de commercialisation direct ou indirect d'EnBW.

En dehors du Bade-Wurtemberg, la commercialisation auprès des clients résidentiels et professionnels est principalement assurée au travers de la société Yello Strom GmbH disposant de plus de 1,4 million de clients sur l'ensemble du marché allemand (source : site Internet Yello).

En 2009, la concurrence sur le marché électrique allemand s'est accrue : sur le marché B2C (business to consumer), le *churn* (taux de changement de fournisseur cumulé depuis 1998) est passé de 18,9 % en décembre 2008 à 20,5 % en septembre 2009 (source : *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft*).

Pour faire face à cette concurrence, EnBW poursuit une approche multi-marques : dans le segment B2C avec les marques EnBW et Yello, mais également Naturenergie (marque de commercialisation au niveau national pour l'énergie produite à partir d'énergies renouvelables). Dans le segment B2B l'entreprise est active avec les marques EnBW et Watt (filiale spécialisée sur les comptes intermédiaires et les petits comptes en dehors du Bade-Wurtemberg).

Par ailleurs, EnBW poursuit une stratégie de différenciation par les services proposés pour fidéliser et gagner des clients. Dans ce contexte, EnBW et Yello ont lancé un projet pilote de compteurs intelligents sur le marché B2C permettant de suivre en ligne la consommation d'électricité, et ouvrant des perspectives de développement de produits et services novateurs. L'ensemble des commercialisateurs du groupe EnBW propose à ses clients le compteur intelligent.

Au 1^{er} juillet 2009, EnBW a augmenté son tarif de base électricité « EnBW Komfort » et ses tarifs spéciaux pour les nouveaux clients de 7,5 %. Cette augmentation a été effective au 1^{er} janvier 2010 pour les anciens clients aux tarifs spéciaux.

Transport — distribution

EnBW gère une des quatre zones d'équilibre en Allemagne et est à ce titre le seul exploitant du réseau de transport d'électricité dans le Bade-Wurtemberg. Dans sa zone, EnBW est chargée d'assurer la stabilité et la gestion du réseau de transport à très haute tension, ainsi que les interconnexions avec les autres réseaux.

EnBW détient la majeure partie du réseau haute et moyenne tension dans sa zone historique et est également très fortement présente dans la distribution. EnBW dispose de huit centres régionaux qui exploitent les réseaux de distribution dans le Bade-Wurtemberg, dans le cadre de contrats de concession. EnBW a conclu plus d'un millier de contrats de concession, dont

environ 750 contrats directement avec des communes, le solde étant conclu indirectement au travers de filiales ou de participations.

EnBW détient également une cinquantaine de participations dans des Stadtwerke et des entreprises communales qui exploitent des réseaux de distribution, ce qui lui permet d'être présente sur des territoires où elle n'a pas de concessions directes de distribution.

EnBW détient, à la date de dépôt du présent Document de Référence, une participation de 54,95 % dans le capital de la Stadtwerke Düsseldorf AG (« SWD »). L'exercice en décembre 2005, par la ville de Düsseldorf, d'une option de vente consentie par EnBW et portant sur 25,05 % du capital de SWD, a permis à EnBW de prendre le contrôle de SWD en mars 2006, après l'accord de la Commission européenne. La ville de Düsseldorf bénéficiait jusqu'au 31 décembre 2009 d'une seconde option de vente sur EnBW, portant également sur 25,05 % du capital de SWD. EnBW qui disposait de la faculté de prolonger cette période d'exercice, par période d'un an, a décidé en octobre 2009 de ne pas la prolonger.

En 2008, la SWD a fait l'acquisition de 49,9 % de la Stadtwerke Hilden et a conclu un partenariat avec cette dernière afin d'optimiser leurs achats d'énergie et de matériels.

Le tableau ci-dessous présente la taille du réseau d'EnBW :

Longueur du réseau du groupe EnBW

(en km)

Très haute tension	
380 kV	1 999
220 kV	1 829
Haute tension	
110 kV	9 813
Moyenne tension	
30, 20 et 10 kV	48 560
Basse tension	
0,4 kV	103 728

Source : Rapport Annuel d'EnBW 2009

Le réseau de distribution d'EnBW, comme les réseaux de distribution allemands en général, se caractérise par un niveau de qualité de fourniture parmi les meilleurs au niveau européen.

Réseau de transport

Dans le but d'assurer le bon fonctionnement du marché intérieur européen d'énergie, EnBW Transportnetze AG (EnBW TNG) participe à :

- une société commune avec Swissgrid AG (CESOC - Central European System Operation Coordinator AG) pour la coordination des réseaux de transport afin d'assurer la sécurité du réseau ;
- une société de services communs transfrontaliers avec d'autres gestionnaires de réseau de transport d'électricité dans le marché régional de l'électricité d'Europe Centrale-Ouest, RTE, Elia, TenneT, E.ON Netz, Amprion et Cegedel Net, CASC-CWE (Capacity Allocation Service Company), dont l'objet est de mettre en œuvre les enchères de capacité de transport d'électricité aux frontières entre les cinq pays à partir de systèmes et de règles normalisés.

Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution appartiennent à EnBW pour la durée des concessions. Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles, à l'actif du bilan d'EnBW. Les concessions détenues par les régies, dans lesquelles EnBW a une participation minoritaire, sont portées à l'actif

du bilan des régies. S'il s'agit d'une participation majoritaire, cette concession apparaît dans les comptes du groupe EnBW.

Un nombre important de contrats de concession conclus par EnBW doit être renouvelé d'ici 2013. L'entreprise s'est préparée à ces échéances et a engagé depuis plusieurs années un plan d'actions structuré à cet effet, comprenant de nombreuses actions (analyse de la situation par commune, définition d'un contrat type de concession avec les associations des communes du Bade-Wurtemberg, attribution d'un budget d'investissements spécifique de sécurisation des concessions, etc.). Ainsi, en 2009, EnBW a procédé au renouvellement de 192 contrats de concessions portant sur des réseaux de distribution d'électricité.

Le non-renouvellement d'une concession ne signifie pas nécessairement la cessation d'activité d'EnBW sur la commune concernée. En effet, la commune qui ne renouvelerait pas sa concession pourrait créer une Stadtwerke et offrir une possibilité de participation d'EnBW à son capital, ce qui permettrait à celle-ci de continuer à desservir le territoire concerné. En cas de perte de concession, EnBW doit céder le réseau à ses concurrents ou aux Stadtwerke au prix de marché (« *Sachzeitwert* »). Si la concession non renouvelée est accordée à un concurrent, EnBW ne perd pas forcément ses clients, car ceux-ci gardent leurs contrats de commercialisation avec EnBW. En revanche, le « Nouvel » opérateur de réseau aura un fort intérêt à récupérer ces clients.

EnBW a pour objectif d'étendre sa présence dans les activités de distribution en dehors du Bade-Wurtemberg par voie de prises de participations dans des régies de taille régionale.

Tarifs d'accès aux réseaux et régulation

En septembre 2007, l'Allemagne a décidé de passer d'une régulation des frais d'accès aux réseaux basée sur les coûts à une régulation incitative des réseaux électriques et gaziers à partir du 1^{er} janvier 2009. Le décret *Anreizregulierungsverordnung* (ARegV) du 29 octobre 2007 prévoit, pour l'électricité, deux périodes de régulation de 5 ans (2009-2013 et 2014-2018) et, pour le gaz, une première période de 4 ans puis une seconde de 5 ans (2009-2012 et 2013-2017).

En juillet 2008, le régulateur allemand (la *Bundesnetzagentur* – BNetzA) a pris une décision quant au taux de rémunération des actifs réseaux, qui sera pour la première période de régulation incitative, en électricité comme en gaz, de 9,29 % pour les installations réalisées depuis 2006 et de 7,56 % pour les installations construites jusqu'en 2005.

Pour l'année 2009, les gestionnaires de réseaux de gaz ont eu l'autorisation d'augmenter leurs tarifs d'acheminement de 2 % par rapport à 2008. La plupart des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont été autorisés à augmenter leurs tarifs d'acheminement de 3 % à 4 % et le gestionnaire de réseau de transport du Bade-Wurtemberg (EnBW TNG) a pu les augmenter de 13 %.

Activité de trading

EnBW Trading GmbH est une filiale à 100 % d'EnBW, responsable de la gestion de l'équilibre amont-aval, c'est-à-dire de l'équilibre entre tous les moyens d'approvisionnement (dont les capacités de production propres) et la demande d'électricité. Elle est en charge de la gestion du parc de production, des achats de combustibles et de la gestion des risques associés, ainsi que des contrats d'approvisionnement d'EnBW. Elle effectue également les transactions de quotas de CO₂ et des opérations de négoce pour son propre compte.

EnBW Trading intervient sur les différents marchés de gros européens et bourses d'énergie.

6.3.1.2.3.2 Activité gazière

À fin 2009, EnBW compte environ 516 000 clients gaz. En 2009, EnBW a vendu 65,8 TWh de gaz pour un chiffre d'affaires, tel que publié par EnBW, de 2,45 milliards d'euros (source : Rapport Annuel EnBW 2009).

Dans le secteur du gaz, EnBW est présent tout au long des étapes de la chaîne de valeur ajoutée dans les domaines du *midstream* et du *downstream*. Le domaine du *midstream* comprend des accords d'importation, des infrastructures, le stockage du gaz et le *trading* / gestion de portefeuille. Le domaine du *downstream* couvre le transport de gaz, sa distribution et sa vente.

Les principales sociétés du groupe EnBW dans le secteur du gaz sont les suivantes :

EnBW Gas Midstream GmbH s'appuie sur des accords d'importation et des investissements dans les infrastructures nécessaires pour protéger l'accès d'EnBW au gaz à moyen et à long terme. Dans ce cadre, les investissements dans les terminaux d'importation de LNG dans le nord-ouest de l'Europe, par exemple à Rotterdam, et le stockage souterrain de gaz sont à l'étude. Le projet de stockage de gaz à Etzel continue de progresser. EnBW a obtenu en 2007 des droits d'utilisation à long terme des cavernes salines dans la région d'Etzel. Afin d'exploiter des synergies, EnBW et EDF, qui contrôle également des cavernes salines dans la région d'Etzel, ont formé une joint-venture à 50/50 fin 2008. La joint-venture est chargée de la construction et de l'exploitation commerciale de l'installation hors-sol à partir de 2011. Les travaux de construction sur l'installation se déroulent selon le calendrier prévu. Les installations de stockage seront connectées au réseau haute pression via le gazoduc de 56 km dans lequel EnBW et EDF ont tous deux une participation. Il devrait être achevé d'ici fin 2010 et il disposera d'un volume utile d'environ 0,4 Gm³ (voir la section 6.4.2 (« Activités Gaz »)).

Les principales responsabilités de **Gasversorgung Süddeutschland GmbH** (« GVS ») comprennent l'achat, la vente, le stockage et le transport du gaz. Cette société de vente fournit du gaz naturel aux services publics municipaux, aux distributeurs régionaux de gaz, aux clients industriels et aux centrales électriques, tant en Allemagne qu'à l'étranger. Sa gamme de prestations est complétée par des activités de consulting, et par des services dans l'industrie du gaz, de la technologie et des télécommunications. Les actionnaires de GVS sont, à parité, EnBW et le groupe énergétique italien Eni. À la fin de 2009, le réseau haute pression de GVS avait une longueur totale d'environ 1 900 km dans le Bade-Wurtemberg. La fonction de gestionnaire du réseau est effectuée par une filiale à 100 % de GVS, GVS Netz GmbH. Jusqu'en septembre 2009, GVS Netz offrait à ses clients une gamme complète de services de transport du gaz sur son propre territoire, en collaboration avec Eni Gas Transport Deutschland. Le 1^{er} octobre 2009, ce territoire est devenu une partie du territoire étendu de NetConnect Germany.

EnBW Gas GmbH se concentre sur l'approvisionnement en gaz des clients finals dans le Bade-Wurtemberg et exploite ses propres installations de stockage. La fonction de gestionnaire de réseau est effectuée par une filiale détenue à 100 %, EnBW Gasnetz GmbH. Les réseaux haute, moyenne et basse pression ont une longueur totale d'environ 4 500 km.

Les territoires de distribution des sociétés dans le secteur *downstream* du gaz au sein d'EnBW comprennent, entre autres, dans le Bade-Wurtemberg, la région de Stuttgart, la Forêt Noire, le Jura souabe, le lac de Constance, le nord du Bade et l'est de Wurtemberg. Grâce à son investissement en titres dans *Stadtwerke Düsseldorf* et dans l'*ENSO Energie Sachsen Ost AG*, EnBW a également des activités de distribution de gaz dans la région de Düsseldorf et dans la Saxe. Yello Strom GmbH a lancé un projet pilote de vente de gaz naturel aux clients particuliers à Essen et à Nuremberg.

6.3.1.2.3.3 Services énergétiques et environnementaux

Les activités de services énergétiques et environnementaux regroupent les activités d'élimination de déchets, de distribution d'eau et de prestations de services énergétiques pour l'industrie. Le chiffre d'affaires total réalisé par EnBW en 2009 dans ces domaines est de 722,3 millions d'euros (source : Rapport Annuel EnBW 2009).

En décembre 2008, EnBW Energy Solutions GmbH (« ESG ») a signé un contrat avec le papetier Progroup implanté à Eisenhüttenstadt (Brandebourg) pour la construction d'une centrale de cogénération, qui fournira 150 MW de chaleur, 30 MW d'électricité et environ un million de tonnes de vapeur à partir de mai 2011.

EnBW est présente sur le secteur des services énergétiques aux entreprises à travers sa filiale ESG, détenue à 100 %. ESG rassemble toutes les compétences d'EnBW en matière de services énergétiques et d'ingénierie pour les clients industriels.

6.3.1.2.3.4 Axes de développement

Après l'achèvement en 2006 du programme de réduction des coûts dénommé Top Fit, EnBW a engagé un nouveau programme sur 3 ans, le programme *Impuls – gemeinsam besser*, visant à améliorer la performance d'EnBW dans toutes ses dimensions.

Après une phase pilote en 2007, le programme *Impuls – gemeinsam besser* a continué à être déployé en 2009 et se poursuivra sur les années à venir. Ce programme a vocation à optimiser les processus opérationnels sur la durée par une implication forte des acteurs, mais aussi à réaliser des gains rapides à court terme.

Tout en gardant comme objectif de maintenir une discipline financière sur les années à venir, l'ambition d'EnBW est de consolider et de développer sa position de troisième énergéticien allemand à fort enracinement régional. Dans ce cadre, la direction d'EnBW a indiqué que la priorité serait donnée à un renforcement de ses positions dans le Bade-Wurtemberg et à son développement en Allemagne. EnBW compte également renforcer sa position en Europe centrale et orientale.

EnBW a l'intention de développer ses investissements dans le secteur du gaz. En particulier, EnBW est en train de renforcer ses activités dans le domaine du *midstream* pour permettre à EnBW de saisir les opportunités provenant de la croissance du transport transfrontalier et de l'augmentation de la liquidité sur les marchés du gaz. EnBW utilisera son expérience dans le domaine du *trading* d'électricité et sa connaissance du marché pour faire une utilisation optimale de ses actifs. À cette fin, EnBW s'emploie à renforcer son portefeuille d'actifs par le biais d'accords d'approvisionnement, de capacité de transport (gazoducs et GNL) et d'infrastructures de stockage. Le projet de stockage d'Etzel, mené conjointement avec EDF, est une étape importante à cet égard. L'acquisition d'une participation dans EWE Aktiengesellschaft rend de même possible l'exploitation d'opportunités dans le futur.

En juillet 2009, EnBW a finalisé l'acquisition de 26 % dans la société EWE AG, un des plus grands énergéticiens allemands, pour un montant total d'environ 2 milliards d'euros. EWE est un distributeur et fournisseur d'énergie basé en Basse-Saxe dont le chiffre d'affaires pour l'exercice 2008 s'élève à 5,3 milliards d'euros et l'EBITDA à 741,1 millions d'euros. EWE dispose d'une capacité de stockage de gaz de 1,5 milliard de m³ et d'une forte position à l'aval (13,3 TWh d'électricité et 40,4 TWh de gaz vendus en 2008 à environ 1 million de clients électricité et 1,2 million de clients gaz) et a quelques activités en Pologne et en Turquie, où il a le contrôle des distributeurs de gaz Bursagaz et Kayserigaz (source : Rapport Annuel EWE 2008). EWE a choisi EnBW comme partenaire stratégique afin de développer son accès au *sourcing* d'électricité, ses moyens de production étant aujourd'hui limités

à 72 MW, basé seulement sur des sources d'énergies renouvelables et principalement l'éolien terrestre.

EWE est aussi le principal actionnaire de VNG (47,89 %), acteur gazier basé à Leipzig dont le chiffre d'affaires pour l'exercice 2008 s'élève à 5,5 milliards d'euros. VNG dispose de contrats d'importation long terme avec Gazprom, d'une capacité de 2,5 milliards de m³ de stockage, d'un réseau de transport de gaz stratégiquement bien positionné à l'Est de l'Allemagne et d'une clientèle composée d'industriels et de Stadtwerke.

Comme contrepartie à cette prise de participation d'EnBW dans EWE, l'office allemand des cartels a demandé le 6 juillet 2009 à EnBW et EWE de céder soit GESO Beteiligungs- und Beratungs- AG (distributeur d'électricité, de gaz et de chaleur en Saxe détenu à 100 % par EnBW) soit la participation de 47,89 % d'EWE dans VNG à un tiers.

En août 2009, EnBW a reçu l'autorisation de l'office allemand des cartels (*Bundeskartellamt*) d'acquiescer les actions détenues par EWE dans VNG (jusqu'à 47,89 %) et a confirmé en décembre 2009 son intérêt pour cette acquisition en engageant la cession de GESO.

Début 2010, EnBW a engagé des négociations exclusives avec la société TWD (Technische Werke Dresden), une filiale détenue à 100 % par la ville de Dresde. Début mars 2010, un contrat de cession de GESO a été signé avec TWD et le conseil municipal de la ville de Dresde a donné, le 18 mars 2010 son accord pour l'acquisition de GESO. La clôture de la vente de GESO a eu lieu le 31 mars 2010.

En outre, EnBW est en train de négocier un accord d'échange d'actions par lequel il cherche à acquiescer une participation supplémentaire dans la société tchèque Pražská energetika a.s., conduisant à une détention (directe et indirecte) de 69,9 %. En retour, EnBW devrait céder sa participation de 24,3 % dans Pražská teplárenská a.s., (République tchèque), et payer une composante en numéraire. La transaction envisagée est soumise à de nombreuses conditions.

EnBW et le groupe turc Borusan ont créé une joint-venture à 50/50 en avril 2009. Les deux partenaires veulent développer ensemble, en Turquie dans les années à venir, des capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, principalement éoliennes et hydrauliques. Actuellement, un parc éolien de 60 MW (dont 45 MW ont été mis en service en septembre 2009) et une centrale hydraulique de 50 MW sont en cours de construction. EnBW étudie la faisabilité et la rentabilité d'autres projets.

6.3.1.2.3.5 Synergies au sein du groupe EDF

Depuis fin 2003, EDF et EnBW ont engagé un programme commun de réalisation de synergies. Dans ce cadre, une quarantaine de projets ont été développés.

Dans le domaine de la production, la coopération porte sur des projets internes au Groupe :

- étude pour la construction de nouvelles centrales thermiques chez EnBW ;
- dans le domaine hydraulique, EDF et EnBW continuent de coopérer à la réalisation d'une cinquième turbine dans la centrale d'Iffezheim (augmentation de capacité de 38 MW) et à la construction de deux nouvelles centrales respectivement à Kehl et à Breisach (capacité de 4 MW) ;
- pour l'exploitation des centrales nucléaires, des « *benchmarks* » sur les coûts de maintenance et la sûreté ont été réalisés pour optimiser les coûts d'exploitation des centrales. Par ailleurs, un programme de recrutement et de formation conjoints d'ingénieurs bilingues permet de renforcer la coopération.

Dans le domaine commercial, EDF et EnBW mettent en œuvre une stratégie commune à l'égard de certains grands clients industriels. Celle-ci permet à

la fois d'accompagner les clients et de développer les ventes. Dans le contexte de cette stratégie, EnBW a pu gagner comme clients les sites allemands du sidérurgiste RIVA, représentant un volume de 3 500 GWh d'électricité sur la période 2009-2010.

Par ailleurs, dans certains pays, comme la Pologne, les équipes commerciales d'EnBW et d'EDF ont été regroupées.

Dans le domaine de la recherche et du développement, EDF, notamment par le biais de ElFER (*European Institute for Energy Research*), créé par EDF en collaboration avec l'université de Karlsruhe, ainsi que EnBW ont conclu en janvier 2003 un accord dans les domaines relatifs aux énergies renouvelables, à la production d'électricité répartie et aux piles à combustible.

Dans le domaine du gaz, les relations entre EDF et EnBW sont amenées à se développer. Des opérations communes ont déjà été réalisées en matière d'approvisionnement et de transport. EDF et EnBW ont par ailleurs signé ensemble des accords pour des capacités de stockage de gaz naturel à Etsel dans le nord de l'Allemagne.

6.3.1.3 ITALIE

Le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur du marché italien de l'électricité et troisième acteur gazier. Au 31 décembre 2009, le Groupe détient directement 19,36 % du capital d'Edison (18,96 % des intérêts économiques en tenant compte de la catégorie des actions d'épargne) et 50 % du capital de Transalpina di Energia (« TdE ») qui détient elle-même 61,28 % du capital d'Edison (60 % des intérêts économiques). La participation directe et indirecte d'EDF dans Edison atteint donc 50 % du capital votant (48,96 % des intérêts économiques).

Les accords conclus par le Groupe avec la société A2A S.A (anciennement AEM Milano) au cours de l'année 2005, ont permis la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A S.A. Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites à la section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A ») ci-dessous.

Par ailleurs, le groupe EDF détient en Italie les filiales et participations suivantes :

- Fenice : au 31 décembre 2009, le Groupe détient 100 % du capital de la société Fenice spécialisée dans la production d'électricité, la fourniture de services énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides et les activités environnementales ;
- Siram : le Groupe détient via Dalkia et Dalkia International une participation d'environ 50 % du capital de la société Siram. Siram est spécialisée dans les services énergétiques aux clients tertiaires, industriels et collectivités locales ;
- EDF EN Italia : cette filiale à 95 % d'EDF Énergies Nouvelles regroupe les participations dans les divers projets italiens, notamment éoliens et photovoltaïques, d'EDF Énergies Nouvelles.

Enfin, EDF met en œuvre l'accord de partenariat industriel conclu avec Enel sur le nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») pour une description des principaux termes de l'accord de partenariat industriel signé avec Enel le 30 novembre 2007 et des deux *Memorandum of Understanding* signés le 24 février 2009 par EDF et Enel) et poursuit l'étude de la mise à disposition d'énergie thermique en France et des contreparties qu'Enel pourrait fournir en Europe. Enel, en application de l'accord sur le nucléaire, a déjà détaché une cinquantaine d'ingénieurs en formation dans les services d'EDF ainsi que sur le chantier de l'EPR de Flamanville 3.

Voir également section 6.3.1.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie ») ci-dessous, concernant l'implication du Groupe dans la relance de la production d'énergie nucléaire en Italie.

Environnement de marché et évolution des prix et de la demande en ITALIE

Le décret du Ministère du Développement Économique du 29 avril 2009 (pris en application de la loi du 28 janvier 2009, n. 2, dit aussi « Décret anticrise ») a défini les lignes directrices de réforme du marché électrique italien. Dans la première phase de mise en œuvre, la réglementation prévoit notamment, à partir du 31 octobre 2009, l'introduction d'un marché infra-journalier, qui se substitue au « marché d'ajustement », permettant une plus grande flexibilité des opérateurs et le développement des marchés à terme pour des fournitures à long terme ainsi qu'une diffusion plus fréquente des offres des participants aux marchés de l'énergie et une structure différente du marché de services pour réduire les coûts et augmenter la transparence.

Pour plus d'informations sur l'environnement, l'évolution des prix de marché et de la demande en Italie (voir section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture ») ci-dessous).

6.3.1.3.1 EDISON

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne. Aujourd'hui, Edison est le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (les principaux concurrents étant l'acteur national Enel, en première position, ainsi que l'ENI, E.ON, Tirreno Power, A2A) et le troisième acteur du marché du gaz (les principaux concurrents étant l'ENI et l'Enel). En 2009, la production électrique nette d'Edison en Italie s'est élevée à 41,6 TWh, ce qui représente 15,0 % de la production nette d'électricité en Italie (50,2 TWh et 16,4 % en 2008), et l'activité de gaz a porté sur 13,2 Gm³ en Italie, soit 17,0 % de la demande italienne de gaz (13,5 Gm³ et 16,2 % en 2008).

En 2009, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 8 867 millions d'euros et a généré un excédent brut d'exploitation (EBITDA) de 1 471 millions d'euros (source : Rapport Annuel Edison 2009). Dans les comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2009, Edison est consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 48,96 %.

Edison est cotée à la bourse de Milan et à ce titre, publie un certain nombre d'informations (notamment son rapport annuel) qui sont disponibles sur son site Internet (www.edison.it).

6.3.1.3.1.1 Intérêt stratégique de la participation dans Edison

Les marchés italiens de l'énergie présentent un intérêt stratégique fort pour EDF : le marché italien du gaz est le troisième marché de l'Union européenne en taille, et le marché électricité, quatrième plus gros marché européen, est un marché connexe au marché français et qui bénéficie structurellement jusqu'à présent d'un niveau moyen de prix élevés. Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison, permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie, fondée sur les ambitions d'Edison de gérer et développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison a déjà engagé, fin 2008, et ambitionne de continuer dans les années à venir, un développement significatif des ventes d'électricité aux particuliers et sur le segment des petites et moyennes entreprises, ainsi que ses ventes de gaz sur le segment des grands clients industriels. Le développement d'un portefeuille de clients finaux s'inscrit dans la stratégie du Groupe de favoriser l'équilibre amont-aval de ses positions.

Au-delà des synergies à court terme qui peuvent être développées entre Edison et le groupe EDF (notamment en matière d'ingénierie, d'achats d'équipements, de commercialisation aux grands clients ou de services), un potentiel de synergies existe aussi sur l'activité de *trading* ainsi que dans le domaine

du gaz.

Le groupe EDF peut aussi bénéficier, dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne allant de l'exploration/production à la commercialisation directe du gaz naturel.

De plus, Edison développe différents projets d'infrastructures d'acheminement de gaz naturel à destination de l'Italie et vise à disposer, à terme, d'infrastructures indépendantes d'importation (positionnées sur les points d'entrée possibles du gaz méditerranéen et de la mer Caspienne vers l'Europe continentale). Ces projets, s'ils se concrétisent, pourraient contribuer à faire jouer à l'Italie le rôle de pays de transit du gaz du Sud vers le Nord, ouvrant des opportunités pour satisfaire aussi les besoins du Groupe en France et en Allemagne.

6.3.1.3.1.2 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milano, WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'AEM Milano à cette date) ont signé un *Structure Agreement* et un *Shareholders' Agreement* de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. À cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Delmi détiennent chacun 50 % du capital, a été constituée.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, AEM Milano est devenu A2A S.p.A (« A2A ») après sa fusion avec ASM Brescia S.p.A., ex-régie de la ville de Brescia, en Lombardie. A2A est un opérateur italien intégré coté à la bourse de Milan, exerçant des activités de production, d'importation, de commercialisation, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz ainsi que des activités de traitement de déchets et de chauffage urbain.

Delmi est contrôlée à hauteur de 51 % du capital et des droits de vote par A2A, à hauteur de 35 % par des partenaires industriels (ENIA, SEL et Dolomiti Energia) et à hauteur de 14 % par des opérateurs financiers.

Dispositions spécifiques du Structure Agreement

Le *Structure Agreement*, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'A2A ou de Delmi. Dans l'hypothèse où un tiers autre que la commune de Milan viendrait à acquérir le contrôle d'A2A ou dans l'hypothèse où un tiers autre qu'A2A viendrait à nommer la majorité des membres du conseil d'administration de Delmi, cette clause donne à EDF le droit de racheter la participation de Delmi dans TdE (*call option*). Le *Structure Agreement* contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM vis-à-vis d'A2A.

Exercice du contrôle conjoint sur Edison

Le *Shareholders' Agreement* régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et A2A vis à vis de TdE et d'Edison.

Concernant TdE

Le conseil d'administration de TdE est composé de 10 membres élus par l'assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi. Delmi désigne l'Administrateur Délégué (fonction pouvant être comparée à celle exercée par un Directeur Général en droit français) de TdE et EDF désigne le Président du conseil d'administration. Les réunions du conseil d'administration nécessitent un quorum de huit membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de huit membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Concernant Edison

Aux termes du *Shareholders' Agreement*, le conseil d'administration d'Edison est composé de 13 membres élus par l'assemblée des actionnaires. Ces membres doivent être les cinq administrateurs de TdE désignés par EDF, les cinq administrateurs de TdE désignés par Delmi, deux administrateurs indépendants (EDF et Delmi en désignant chacun un) et, depuis le 2 avril 2008, un administrateur nommé par les minoritaires par scrutin de liste. Delmi désigne le Président du conseil d'administration et le Directeur Financier d'Edison (CFO) (qui pourra également être administrateur) ; EDF désigne l'Administrateur Délégué (CEO) et le Directeur Général Opérationnel (COO). Les réunions du conseil d'administration nécessitent un quorum de dix membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de dix membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Dispositions spécifiques du Shareholders' Agreement

Le *Shareholders' Agreement*, entré en vigueur le 15 septembre 2005, prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement.

Le *Shareholders' Agreement* a une durée minimale de trois ans (cinq ans si Edison cesse d'être cotée) et est ensuite renouvelable automatiquement pour la même durée, sauf dénonciation par l'une des parties, dans un délai de six mois avant son terme, auquel cas il serait procédé à la dissolution de TdE.

N'ayant pas été dénoncé avant le 15 mars 2008, le *Shareholders' Agreement* a été prolongé par tacite reconduction à compter de la mi-septembre 2008 pour une nouvelle période de 3 ans.

Les statuts de TdE contiennent un droit de préemption réciproque qui s'appliquera durant toute la vie de la société, mais qui ne joue pas en cas de transfert par WGRM à EDF de l'intégralité de sa participation.

Il sera automatiquement mis fin au *Shareholders' Agreement* si EDF ou si A2A ne détiennent plus (directement ou indirectement) 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée. EDF pourra mettre fin au *Shareholders' Agreement* si A2A cesse de détenir la majorité des droits de vote de Delmi ou cesse de désigner la majorité des membres du conseil d'administration de Delmi.

A2A pourra résilier ce *Shareholders' Agreement* si EDF cesse de détenir directement 100 % du capital de WGRM ou si WGRM exerce une quelconque activité substantielle autre que la gestion de sa participation dans TdE ou Edison.

6.3.1.3.1.3 Activité d'Edison dans le secteur de l'électricité

Edison occupe, derrière Enel, la deuxième position sur le marché italien de la production d'électricité.

Production

La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2009 à 12,3 GW (intégrant 50 % de la capacité installée d'Edipower soit 3,8 GW) pour une production nette d'électricité en Italie de 41,6 TWh en 2009 (incluant l'énergie provenant des 50 % de la capacité de production d'Edipower) (source : Edison).

En 2009, dans un contexte de marché particulièrement tendu, Edison a réduit son exposition aux marchés spot (réduction des ventes en bourse de 9,5 TWh en 2008 à 2,5 TWh en 2009) et a augmenté ses achats en bourse optimisant ainsi ses sources d'approvisionnement.

Edison détient, au 31 décembre 2009, 50 % du capital et des droits de vote d'Edipower, conformément aux accords conclus entre les actionnaires. Edison

dispose au titre d'un contrat de péage (« *tolling* ») (droit de tirage sur les capacités de production à un prix convenu) pour les centrales thermiques et d'un *Power Purchase Agreement* pour les centrales hydroélectriques, d'un droit à 50 % des capacités de production thermique et hydroélectrique existantes et futures d'Edipower entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre

2011. Les 50 % résiduels sont répartis entre Atel (20 %), A2A (20 %) et Iride (10 %), étant précisé que les contractants sont engagés solidairement à l'égard d'Edipower et seraient, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, obligés d'acheter la quantité d'énergie revenant au contractant défaillant à hauteur de leur quote-part respective.

Le parc de production et la production correspondante d'Edison (incluant sa part dans Edipower) sont les suivants :

Capacité installée et Production 2009 du groupe Edison ⁽¹⁾

Edison + 50 % Edipower	Capacité installée		Production	
	GW	%	TWh	%
Thermoélectrique	10,2	83	35,6	86
Hydroélectrique	1,7	14	5,4	13
Renouvelables	0,4	3	0,6	1
TOTAL	12,3	100	41,6	100

(1) Source : Edison

Projets de développement

Depuis fin 2007, Edison a atteint l'essentiel de ses objectifs en terme de capacité de production électrique en Italie et se concentre sur la consolidation de ses positions sur le marché italien tout en envisageant une expansion sur d'autres marchés européens comme la Grèce, les pays méditerranéens et la région des Balkans.

En Grèce, la société Elpedison a été créée avec le partenaire local Hellenic Petroleum dans le cadre des accords signés mi-2008. Cette société commune est opérationnelle depuis le 12 mars 2009 et vise à devenir le second opérateur d'électricité sur le marché grec. De plus, en octobre 2009, deux sociétés contrôlées par Elpedison ont été créées : la première, Elpedison Power, regroupe la centrale CCGT de Thisvi (420 MW) en construction en Grèce et la centrale CCGT (390 MW) de Salonico déjà opérationnelle, et la deuxième, Elpedison Trading, est une société de *trading* pour la vente d'énergie électrique et pour la gestion des services.

Par ailleurs, la nouvelle ligne d'interconnexion Tirano-Campocologno entre l'Italie et la Suisse (150 MW) a été mise en service début octobre 2009. Cette ligne a été construite et est exploitée par la société EL.I.T.E S.p.a. détenue par Edison (48,45 %), Raetia Energie (46,55 %) et la mairie de Tirano (5 %).

Fin des contrats CIP6/92

Les contrats de vente CIP6/92 d'Edison conclus avec le GRTN ont une durée de 15 ans et viennent à échéance entre 2007 et 2017. En 2009, la puissance installée des centrales d'Edison bénéficiant de la subvention CIP6 est d'environ 1,8 GW. Ces contrats bénéficient :

- d'un tarif de vente attractif au regard des prix moyens de marchés ;
- d'une priorité d'appel des centrales ;
- d'un complément de rémunération sur les 8 premières années du contrat.

L'impact sur la marge opérationnelle d'Edison des contrats CIP6/92 se réduira dans les prochaines années au fur et à mesure de l'extinction de ces contrats et de l'expiration des primes.

Structure des ventes

Edison a vendu en 2009, 60,4 TWh d'électricité, dont 41,6 TWh produits et 18,8 TWh achetés sur les marchés (notamment sur le marché spot dans le cadre de l'optimisation du coût moyen des sources).

Commercialisation

L'activité de commercialisation d'Edison, précédemment concentrée essentiellement sur les clients Entreprises et les PME/PMI, s'est développée depuis fin 2008 tant sur le segment de la clientèle des professionnels que sur celui de la clientèle résidentielle. L'année 2009 a été marquée par une forte hausse des ventes aux clients finals (+ 24,6 % par rapport à 2008) ainsi que des ventes en gros à terme (+ 45,5 % par rapport à 2008). L'acquisition d'un portefeuille de 130 000 clients gaz de l'AMG Palerme, finalisée en mars 2009, contribue à atteindre les objectifs visés et à renforcer la capacité d'Edison à faire des offres duales électricité-gaz à ses clients domestiques.

6.3.1.3.1.4 Activités d'Edison dans le secteur du gaz

Edison occupe, après ENI et Enel, la troisième position sur le marché italien pour l'approvisionnement et la commercialisation du gaz, avec une part de marché de 17 % en 2009 (source : Edison).

En 2009, Edison a acheté pour 12,6 Gm³ de gaz, auxquels viennent s'ajouter 1,8 Gm³ de production propre (dont 0,6 en Italie). Sur les 12,6 Gm³ d'achats, 8,7 Gm³ correspondent aux importations via pipeline, 1,7 Gm³ aux importations GNL. Les 2,2 Gm³ restant incluent notamment les achats domestiques, les variations de stocks et les pertes réseau.

En 2009, Edison a destiné 1,4 Gm³ de gaz au secteur industriel, 3,0 Gm³ au secteur résidentiel et 8,1 Gm³ au secteur thermoélectrique. Edison utilise le gaz comme source principale de sa production d'électricité.

La sécurisation à moyen et long terme de l'approvisionnement en gaz constitue un enjeu majeur pour Edison. Ainsi, Edison, aux termes du contrat signé en mai 2005 avec ses partenaires ExxonMobil et Qatar Petroleum, dispose de 80 % de la capacité du terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 Gm³/an), soit 6,4 Gm³/an pendant 25 ans. Ce terminal a été mis en service à l'automne 2009. Il a été construit par la société Adriatic LNG, détenue conjointement par Edison (à hauteur de 10 %), ExxonMobil (à hauteur de 45 %) et Qatar Petroleum (à hauteur de 45 %).

Le 15 janvier 2009, Edison a signé le contrat pour l'acquisition de la concession relative aux droits d'exploration, de production et de développement du gisement d'Aboukir en Égypte. Ce gisement, qui produit environ 1,5 Gm³/an de gaz naturel et 1,5 million de barils de pétrole par an, avait, au moment de son acquisition, des réserves d'environ 70 Gm³ de gaz naturel, dont 40 % reviendront à Edison. La concession, d'une durée initiale de 20 ans,

pourra être prolongée pour 10 ans sur demande d'Edison. Par ailleurs, fin mars 2009, Edison a annoncé une nouvelle découverte d'hydrocarbures à Aboukir qui pourrait permettre d'élever le niveau de la production d'environ 30 % par rapport au niveau de production actuel.

En janvier 2009, le consortium entre Edison (18,5 %), Sonatrach (25 %), Repsol (33,7 %) et RWE Dea (22,5 %) en charge de l'exploration-production dans le bassin de Reggane Nord (Algérie méridionale) a annoncé la découverte de deux nouveaux gisements en Algérie.

En Exploration-Production, l'objectif d'Edison, auquel contribue l'investissement d'Aboukir, est d'augmenter la part de gaz produit en propre pour atteindre 15 % de son approvisionnement.

En Italie, Edison dispose de deux stockages souterrains, Cellino et Collalto. Edison est également impliqué dans les projets d'infrastructure d'importation de gaz suivants :

- **Projet GALSI** : gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne pour une capacité annuelle de 8 Gm³. La 1^{ère} phase correspondant à l'étude de faisabilité est achevée. Edison a d'ores et déjà signé avec Sonatrach un accord pour la fourniture de 2 Gm³ de gaz conditionné à la réalisation de cet ouvrage. Un accord entre les Gouvernements italien et algérien pour le développement du gazoduc a été signé en novembre 2007. En septembre 2008, GALSI et Snam Rete Gas ont signé l'accord définitif de coopération pour la construction du projet. En avril 2009, la société Galsi a confirmé que la décision finale d'investissement serait prise au premier semestre 2010.
- **Projet ITGI** (Interconnexion Turquie-Grèce-Italie) : gazoduc destiné à permettre le transit de gaz provenant notamment des pays de la mer Caspienne via la Turquie, la Grèce et l'Italie. Un accord entre les Gouvernements italien, grec et turc pour le développement du gazoduc a été signé le 26 juillet 2007. La société IGI Poseidon SA, créée en juin 2008 qui réalisera le gazoduc entre l'Italie et la Grèce (capacité annuelle de 8 Gm³), est détenue à parité par Edison et par le distributeur public de gaz grec Depa. La construction du gazoduc démarra une fois que les contrats d'approvisionnement seront signés. Par ailleurs, Edison, BEH (Bulgarian Energy Holding) et Depa ont signé, le 14 juillet 2009, un *Memorandum of Understanding* pour la réalisation de l'IGB (Interconnector Grèce-Bulgaria), ramification du gazoduc ITGI d'une capacité de 3 à 5 Gm³ par an. L'accord pour la construction de l'IGB prévoit la constitution d'une joint-venture à parité entre BEH et IGI Poseidon SA. Par ailleurs, le 4 mars 2010, BEH et IGI Poseidon SA ont finalisé un accord pour la création de l'*Asset Company* (détenue à 50/50 par BEH et IGI Poseidon SA) qui réalisera l'IGB.

À moyen terme, l'Italie pourrait devenir un pays de transit du gaz depuis le Sud vers le Nord de l'Europe. Dans cette perspective Edison poursuit son développement et sa consolidation dans l'acheminement du gaz afin d'améliorer la compétitivité de ses approvisionnements tout en contribuant à la diversification et à la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Italie.

6.3.1.3.2 FENICE

Fenice, détenue à 100 % par EDF regroupe en Italie, en Espagne et en Pologne des installations de production électrique, de chaleur, d'air comprimé ainsi que les réseaux de distribution associés et des actifs environnementaux historiquement liés aux sites industriels du groupe Fiat auprès duquel le groupe EDF a acquis sa participation dans cette société. Aujourd'hui, les activités de Fenice sont centrées sur la fourniture de services énergétiques et environnementaux dans les secteurs publics et industriels, avec un développement rapide de nouvelles installations de cogénération (production combinée d'électricité et de chaleur) ou trigénération (production combinée d'électricité, de chaleur et de froid).

En 2009, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 488 millions d'euros.

Fenice intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales de cogénération et trigénération, de postes électriques, de centrales thermiques avec production combinée de vapeur, d'eau surchauffée pour usage industriel ou chauffage de locaux, de centrales de production de froid, d'unités de production d'air comprimé et de réseaux de distribution internes en électricité et différents fluides énergétiques (air chaud, air réfrigéré, air comprimé et gaz industriels).

En termes d'actifs énergétiques, Fenice détient au total au 31 décembre 2009 des capacités de production d'électricité à hauteur de 521 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 215 MWth.

En Italie, Fenice possède 60 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

Par ailleurs, Fenice exploite et entretient pour le compte de tiers à cette même date 8 centrales de production à cycle combiné dont 6 qui bénéficient du régime « CIP6/92 ».

Le principe du maintien et du développement des relations industrielles et commerciales avec le groupe Fiat a été fixé lors de la cession de Fenice à EDF. Le groupe Fiat a ainsi conclu avec Fenice en 2002 des contrats de prestation de services d'une durée minimale de 8 ans qui ont entraîné des transferts d'actifs à Fenice. Ces contrats ont fait l'objet à la fin de l'année 2006 d'une renégociation ayant abouti à une prolongation de leur durée jusqu'en 2012 ainsi qu'à de nouveaux développements. Dans l'hypothèse où ces contrats ne seraient pas renouvelés en 2012, Fiat s'est engagé à racheter à Fenice l'ensemble des actifs utilisés au titre desdits contrats pour un montant correspondant à la part non-amortie de ces actifs. Le personnel correspondant serait retransféré à Fiat.

Hors Italie, Fenice possède deux filiales détenues à 100 % en Espagne et en Pologne respectivement « Fenice Instalaciones Iberica » et « Fenice Poland S.p.z.o.o ». Ces deux sociétés interviennent principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales thermiques avec production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Elles assurent également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides). Fenice détient également à 100% une troisième filiale en Russie, Fenice Rus, créée en novembre 2009 dans le but de commercialiser des services dans le domaine de l'efficacité énergétique. Deux premiers contrats ont déjà été conclus avec des sociétés russes.

Par ailleurs, Fenice développe une activité dans les métiers de l'environnement : construction et exploitation de centrales de traitement des eaux industrielles, exploitation d'un incinérateur de déchets industriels et urbains, activités de consultance environnementale, etc.

Depuis son acquisition par le groupe EDF, Fenice poursuit une politique de diversification de sa clientèle et de ses secteurs d'activités. Cette politique a été révisée en 2009 en raison de la crise économique de fin 2008, qui a impacté fortement l'industrie de l'automobile, afin de s'orienter prioritairement sur les axes suivants :

- le renforcement de la relation avec son client historique, le groupe Fiat, à travers la mise en œuvre d'un partenariat stratégique industriel permettant de préparer le renouvellement des contrats de fin 2012 ;
- la réorientation de ses activités de développement centrées principalement sur l'efficacité énergétique et les services environnementaux sur des marchés cibles, à travers la mise en œuvre de partenariats stratégiques. En Italie, ce développement est porté en particulier par un partenariat stratégique avec Edison. Fenice envisage d'étendre ses activités en Espagne et en Pologne ainsi que dans les pays d'Europe centrale bénéficiant de systèmes incitatifs existants ou en cours de mise en œuvre ;
- le 27 novembre 2009, EDF et la société russe Inter RAO (société cotée

détenue majoritairement par des capitaux publics) sont convenus de la création d'une société commune à parité entre Fenice et Inter RAO dont l'objectif est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie. La création de la joint-venture, dénommée Interenergoeffect, a eu lieu le 2 mars 2010 et concrétise l'accord-cadre de coopération signé le 20 septembre 2008 entre les deux sociétés qui visait à étudier des projets de développement communs en Russie et dans d'autres pays.

6.3.1.3.3 RELANCE DU NUCLÉAIRE EN ITALIE

Le Gouvernement italien a clairement affiché sa volonté de relancer la filière nucléaire en Italie, avec des objectifs ambitieux : atteindre à terme une production d'énergie nucléaire de l'ordre de 25 % avec des nouvelles centrales nucléaires italiennes (de huit à dix centrales) dont les premières tranches seraient opérationnelles d'ici 2018. Dans ce cadre, une étape importante a été marquée avec l'accord-cadre signé entre la France et l'Italie, lors du sommet franco-italien du 24 février 2009 portant sur la collaboration en matière nucléaire et couvrant l'intégralité de la filière (de la recherche au retraitement des déchets).

Lors de ce sommet, des accords entre EDF et ENEL ont été aussi signés, prévoyant notamment :

- d'étendre la participation d'ENEL dans le nouveau programme nucléaire français en l'associant à la construction et l'exploitation du nouveau réacteur EPR de Penly ; et
- de créer une joint-venture à parité entre EDF et ENEL, chargée de réaliser les études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs EPR en Italie.

Dans ce cadre, EDF et Enel ont créé le 31 juillet 2009 à Rome, la joint-venture dénommée « Sviluppo Nucleare Italia SRL ». Une fois que les études de faisabilité auront été achevées et que la décision formelle d'investissement aura été prise, les sociétés, qui construiront, détiendront et exploiteront les futures centrales nucléaires de type EPR, qu'EDF et Enel souhaitent développer en Italie, seront constituées avec la possibilité d'y faire entrer d'autres partenaires.

L'accord conclu prévoit que la gouvernance de la joint-venture, dont le siège social est situé à Rome, sera assurée par un conseil d'administration de huit membres. Quatre seront nommés par EDF et quatre par Enel. Le Président et le Directeur Général Délégué seront désignés par EDF, le Directeur Général sera désigné par Enel.

Au niveau législatif, la loi du 23 juillet 2009, n° 99/2009 intitulée « Dispositions pour le développement et l'internationalisation des entreprises, ainsi qu'en matière d'énergie » (connue aussi comme « loi Développement ») a été promulguée le 15 août 2009. Elle prévoit notamment des dispositions spécifiques en matière d'énergie nucléaire, des mesures pour l'organisation, la sûreté, le renforcement et l'efficacité du secteur énergétique, pour le soutien aux énergies renouvelables ainsi que pour la transparence et la compétitivité du marché.

Plus précisément, en matière d'énergie nucléaire, l'article 25 de la loi Développement accorde au Gouvernement italien un délai de six mois pour adopter les décrets-lois portant sur les critères de localisation sur le territoire national des installations de production d'énergie nucléaire, de stockage des déchets et sur les mesures « de compensation » destinées aux populations concernées. L'article 26 accorde également au CIPE (Comité Interministériel pour la Programmation Économique) un délai de six mois pour la définition d'une résolution confirmant les technologies nucléaires autorisées en Italie parmi celles autorisées par des pays membres de l'OCDE ces 10 dernières années. Le CIPE doit aussi définir les critères et mesures à adopter pour favoriser la création de consortia pour la construction et l'exploitation de centrales nucléaires en Italie. Enfin, l'article 29 porte sur la création d'une Autorité de Sûreté nucléaire indépendante et autonome.

Le Conseil des Ministres italien a approuvé de manière définitive, le 10 février 2010, le décret qui détermine les critères généraux de localisation des futures centrales, ainsi que les mesures de compensations économiques (baisses d'impôts, énergie moins chère...) pour les zones qui accueilleraient une centrale nucléaire.

6.3.1.4 RESTE DE L'EUROPE

6.3.1.4.1 PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE

Présence du Groupe dans les pays d'Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») : (i) la Pologne (production d'électricité, cogénération), (ii) la Hongrie (cogénération, distribution) et (iii) la Slovaquie (distribution).

Outre les participations détenues par EDF, EnBW dispose de participations minoritaires en Pologne (production d'électricité, cogénération et distribution de chaleur), Hongrie (production d'électricité, distribution) et République Tchèque (distribution d'électricité, cogénération). Le groupe EDF est également présent dans ces pays à travers sa filiale Dalkia International, principalement dans le domaine de la cogénération adossée aux grands réseaux urbains de chaleur.

Les opportunités de développement se présentent essentiellement sous la forme de projets de production d'électricité en renouvellement de centrales existantes ou en création de nouvelles centrales. Des opportunités existent également en matière de privatisation, notamment en Pologne.

En Russie, EDF a engagé (via sa filiale italienne Fenice) une coopération avec la société Inter RAO EES.

6.3.1.4.1.1 Pologne

Activités du groupe EDF en Pologne

Le Groupe est présent dans les quatre principales filiales suivantes :

- le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze de la région de Gdansk. EC Wybrzeze dispose d'une capacité installée de 331 MW et de 1 199 MWth ;
- le Groupe contrôle la société de production d'électricité ERSA¹ dans la région de Rybnik qui dispose d'une capacité installée de 1 775 MW. ERSA détient 100 % d'Everen, société de commercialisation de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne. Le renouvellement de 4 unités de production de charbon propre de 220 MW chacune est à l'étude pour 2015. Dans ce cadre, un appel d'offres européen a été lancé au mois de décembre 2008, visant à sélectionner le fournisseur des principaux équipements (chaudière, turbine, etc.). La poursuite des études et l'analyse des offres reçues devraient permettre une décision mi-2010 ;
- le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie, EC Krakow qui dispose d'une capacité installée de 460 MW et de 1 118 MWth. Le groupe EDF a signé le 19 mars 2009 le contrat d'acquisition de la participation de 28,05 % détenue par le Ministère du Trésor polonais dans la société polonaise EC Krakow. Suite à cette opération, le groupe EDF détient 94,3 % du capital d'EC Krakow. L'opération s'inscrit dans la stratégie du Groupe visant à conforter ses positions en Pologne ;
- le Groupe détient en 2009, via ses filiales, 50 % des actions plus une du cogénérateur Kogeneracja de la région de Wroclaw-Czechnica (le pour-

¹ EDF détient une participation directe de 46,05 % dans le capital d'ERSA, à laquelle s'ajoute une participation indirecte de 18,82 % au travers de EC Wybrzeze, société détenue à hauteur de 96,73 % par EDF. Enfin, EnBW détient 32,44 % du capital de ERSA.

centage d'intérêt est de 35,61 %). Sa capacité de production installée est de 363 MW et de 1 106 MWth. Kogeneracja détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora (dont la puissance installée est de 221,4 MW et de 322 MWth).

La société Energokrak, détenue par ERSA, EC Krakow, EC Wybrzeze et Kogeneracja, assure l'approvisionnement en charbon et en biomasse de l'ensemble des sites du groupe EDF en Pologne.

Dans le domaine de la protection de l'environnement, le groupe EDF a investi massivement au cours des dernières années pour mettre en conformité ses installations en Pologne. Il est le leader de la combustion de biomasse, qui atteindra environ 10 % de ses approvisionnements en combustible en 2010.

Par ailleurs, EDF a lancé en janvier 2008 un important projet d'intégration organisationnelle de ses filiales en Pologne. Il vise notamment à générer des gains de productivité par la mutualisation des fonctions supports et par la diffusion des meilleures pratiques au sein des filiales. Le calendrier prévoit, à partir de mi-2010, la mutualisation progressive des ressources pour l'ensemble des filiales polonaises dans les domaines suivants : finances, informatique, achats, ressources humaines, et ingénierie.

EDF envisagera dans un deuxième temps la fusion de certaines de ses filiales au sein d'une entité unique permettant en particulier de donner au Groupe une plus grande visibilité vis-à-vis des acteurs du marché et des autorités publiques. Elle permettra également d'être mieux à même de saisir les opportunités de développement en Pologne, voire au-delà.

Le 17 novembre 2009, EDF et Polska Grupa Energetyczna (PGE, premier électricien polonais qui est coté sur la bourse de Varsovie) ont signé un mémorandum pour engager une coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire. Il s'agit en particulier de réaliser des études de faisabilité pour le développement de réacteurs nucléaires de technologie EPR en Pologne et la construction du premier EPR en Pologne avant fin 2020. Les deux groupes ont annoncé également avoir l'intention d'engager des discussions sur la possibilité d'un partenariat industriel pour la construction de centrales nucléaires EPR en Pologne.

La restructuration du secteur électrique polonais se poursuit. Faisant suite à l'ouverture réussie du capital de PGE au quatrième trimestre 2009, les trois autres énergéticiens intégrés Enea, Tauron et Energa devraient être privatisés en 2010.

6.3.1.4.1.2 Hongrie

Activité du groupe EDF en Hongrie

En Hongrie, le Groupe développe ses activités dans la production, la commercialisation et la distribution, en s'appuyant sur deux filiales : BE ZRt et DÉMÁSZ ZRt.

BE ZRt

Le groupe détient au 31 décembre 2009, 95,57 % de cette société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée de 409 MW et 1 366 MWth, BE ZRt assure 60 % des besoins de chaleur de la capitale hongroise et a vendu jusqu'à fin 2008 la totalité de son électricité (1,7 TWh/an) à l'acheteur unique hongrois Magyar Villamos Muvek Zrt (MVM) via trois contrats long terme (PPA) arrivant à échéance respectivement en 2011, 2021 et 2024. La Commission européenne, par décision en date du 8 juin 2008, a exigé la résiliation des PPA hongrois au motif que ceux-ci constituent des aides d'État illicites. Le 10 novembre 2008, le Parlement hongrois a adopté une loi prononçant la résiliation des PPA au 31 décembre 2008. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2009, BE ZRt vend son électricité pour moitié à travers un nouveau contrat commercial

de 8 ans avec MVM, et pour l'autre moitié à l'opérateur système MAVIR dans le cadre d'un mécanisme régulé avec support à la cogénération, initialement valide jusqu'au 31 décembre 2010. Par résolution en date du 7 janvier 2010, le régulateur hongrois a finalement étendu la durée du bénéfice par BE ZRt de ce mécanisme jusqu'à mi-2013.

La décision de la Commission européenne de procéder à une ouverture d'enquête sur les PPA, ainsi que sa décision prononçant l'illégalité des PPA hongrois et exigeant de l'État hongrois leur résiliation et le remboursement des aides d'État illicites, font l'objet de recours de la part de BE ZRt devant le Tribunal de Première Instance de l'Union européenne basé à Luxembourg. Pour sa part, EDF a engagé un arbitrage international contre la Hongrie basé sur le Traité sur la Charte de l'Énergie, en vue d'obtenir une juste compensation suite à la résiliation forcée de ses PPA.

DÉMÁSZ ZRt

La société DÉMÁSZ ZRt est détenue à 100 % par EDF et assure des activités de distribution et de commercialisation d'électricité.

En 2009, DÉMÁSZ ZRt a commercialisé 6 375 GWh d'électricité auprès de 775 000 clients et sur le marché de gros.

Distribution : DÉMÁSZ Hálózati Elosztó Kft (filiale à 100 % de DÉMÁSZ ZRt) créé au 1^{er} juillet 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées, détient les actifs de réseaux (environ 32 000 km de lignes haute, moyenne et basse tension) et assure les activités régulées de distribution d'électricité dans la région sud-est du pays (19,6 % du territoire) auprès de 774 000 points de livraison.

Commercialisation :

- Service universel (tel que défini par le décret Gouvernemental No. 2007/273 (X. 19.) en application de la loi sur l'électricité (loi LXXXVI de 2007)) : DÉMÁSZ ZRt assure la fourniture d'électricité aux particuliers, petites entreprises et institutions publiques de la région sud-est de la Hongrie ;
- Marché libre : depuis le 31 décembre 2009, DÉMÁSZ ZRt assure directement les activités de commercialisation de l'électricité sur tout le territoire hongrois aux clients ayant opté pour le marché libre. Ces activités étaient exercées jusqu'alors par EDF Energia Hungária Kft sa filiale à 100 %.

Depuis le 31 décembre 2009, la marque EDF est déployée dans la filiale DÉMÁSZ qui s'appelle désormais EDF DÉMÁSZ ZRt. Elle regroupe maintenant les deux marques commerciales sur le marché hongrois : EDF DÉMÁSZ pour les clients résidentiels et EDF Energia pour les clients B2B.

EnBW détient par ailleurs dans le pays des participations minoritaires (i) dans le producteur Matrai qui possède une capacité installée de 836 MW, (ii) dans le distributeur ELMŰ, qui dessert une zone de plus de deux millions d'habitants comprenant Budapest et (iii) dans le distributeur EMASZ (source : rapports annuels EnBW et RWE 2008).

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production notamment via des cycles combinés à gaz.

6.3.1.4.1.3 Slovaquie

Activité du groupe EDF en Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % du capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie (province de Zilina) et qui couvre environ le tiers de la superficie du pays. SSE compte près de 33 000 km de lignes haute, moyenne et basse tension. Au 31 décembre 2009, SSE comptait plus de 640 000 clients pour des ventes représentant 4 739 GWh.

Pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées, les activités régulées de SSE ont été transférées à compter du 1^{er} juillet 2007, à sa filiale à 100 % Stredoslovenská energetika-Distribúcia a.s (« SSE-D »). Au 31 décembre 2009, SSE-D compte près de 712 000 points de livraison et distribue 5 458 GWh.

En application du pacte d'actionnaires conclu le 25 juin 2002 avec le Fonds National de la Propriété slovaque, le groupe EDF nomme trois des cinq membres du Directoire de SSE, dont le Président et dispose d'un représentant sur les neuf que compte le conseil de surveillance. À l'assemblée générale, les décisions sont prises à l'unanimité par les deux actionnaires.

Dans le cadre de la poursuite du processus de privatisation, le pacte d'actionnaires précité confère au Groupe un droit de préemption sur 2 % des actions de SSE.

SSE a réalisé la mise en service commerciale le 1^{er} mars 2010, d'une centrale thermique à gaz de 50 MW qui a pour objet de fournir des services systèmes à l'opérateur de réseaux slovaque.

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production notamment via des cycles combinés à gaz.

6.3.1.4.1.4 République Tchèque

Activité du groupe EDF en République Tchèque

Le Groupe est présent dans la production et la distribution d'électricité en République Tchèque à travers les participations d'EnBW dans les sociétés PRE-Holding et PT Holding, respectivement sociétés de distribution d'électricité et de distribution de chaleur de la ville de Prague.

6.3.1.4.1.5 Russie

Dans le cadre du sommet intergouvernemental franco-russe du 27 novembre 2009, deux accords ont été conclus :

- EDF et O.A.O. GAZPROM ont annoncé avoir conclu un accord-cadre relatif à la possibilité pour EDF de participer à la construction de la section sous marine du gazoduc South Stream (voir section 6.4.2 (« Activités Gaz »)). Aux termes de cet accord, EDF et Gazprom pourront également élargir leur coopération dans le domaine de l'électricité, en France et hors de France ;
- EDF et Inter RAO ont décidé la création d'une société commune détenue à parité par Fenice, filiale d'EDF (voir section 6.3.1.3.2 (« Fenice »)), et Inter RAO, dont l'objectif est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie. La joint-venture, dénommée Interenergoeffect, a été créée le 2 mars 2010 à l'occasion de la visite d'État du Président de la Fédération de Russie en France.

EDF et Inter RAO sont aussi convenus d'un renforcement du partenariat stratégique les concernant et examineront notamment la faisabilité de la réalisation d'investissements croisés entre elles ou leurs filiales.

6.3.1.4.2 BENELUX

Le Benelux, zone électrique cohérente aux interfaces importantes avec la plaque franco-allemande, présente des opportunités de développement rentables de moyens de production électrique. Par ailleurs, il constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit et du *hub*¹ de Zeebrugge.

Activités du groupe EDF au Benelux

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge détenue à 100 % par EDF, EDF Belgium S.A. La puissance revenant à EDF représente 3 % des capacités de production belges. La production de Tihange 1 qui revient à EDF Belgium S.A. est vendue en Belgique à un opérateur belge au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015. EDF Belgium S.A. a par ailleurs engagé les premières études techniques et environnementales destinées à obtenir les permis nécessaires pour pouvoir construire en Flandre deux centrales à cycle combiné gaz, au travers de deux filiales dédiées. Les activités de commercialisation d'EDF Belgium S.A. sont orientées vers le marché des clients industriels et celui des PME-PMI. Les ventes d'électricité sont restées stables en 2009, avec un volume de 1,26 TWh tandis que les ventes de gaz, initiées en 2007, ont à nouveau progressé atteignant 1,77 TWh en 2009.

Acquisition de 51 % du capital de l'opérateur belge SPE

Le 11 mai 2009, EDF et Centrica ont signé 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 le deuxième producteur d'électricité belge, SPE, plus connu via sa marque SPE-Luminus.

La réalisation de ces accords a été soumise à l'approbation des actionnaires de Centrica (obtenue en juin 2009) et à l'autorisation des autorités de la concurrence de la Commission européenne (obtenue le 12 novembre 2009 (cf. infra)). Par ailleurs, au Royaume-Uni, Centrica a obtenu l'approbation de l'*Office of Fair Trading* le 7 août 2009.

Concernant le rachat de 51 % de SPE, EDF a notifié l'opération de concentration le 23 septembre 2009 à la Commission européenne (Direction Générale de la Concurrence). 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 % de SPE. Cette autorisation est intervenue à l'issue d'une procédure (dite de Phase 1), et en contrepartie de l'engagement d'EDF de céder rapidement l'un des deux projets de cycles combinés à gaz qu'elle développe en Belgique et de céder ultérieurement le projet conservé, uniquement dans l'hypothèse où elle ne prendrait pas la décision d'investissement correspondante dans un délai convenu.

Les opérations prévues par ces accords – hors concrétisation des contreparties mentionnées ci-dessus – ont été clôturées le 26 novembre 2009.

À compter du changement d'actionnaire de référence de SPE, et conformément à la convention d'actionnaires de SPE en vigueur, les actionnaires minoritaires belges² disposaient de 3 mois après la réalisation de l'achat de Segebel pour exercer leur faculté d'annoncer leur intention d'exercer un droit individuel de vente à EDF de leur participation. Le délai d'exercice a été étendu jusqu'à fin avril 2010 pour les actionnaires minoritaires n'ayant pas encore exercé leur droit de sortie.

Le projet industriel d'EDF pour SPE vise à accroître les performances opérationnelles et financières de SPE, tout en accompagnant son développement au bénéfice de la concurrence sur le marché belge de l'énergie.

EDF entend préserver l'identité belge de la société.

¹ Marché de gaz établi sur un point de jonction d'infrastructures de transport où arrive du gaz en provenance de diverses sources offrant la possibilité d'échanges physiques de gaz.

² Intercommunales belges (Publilec 24,8 %, Publilum 10,7 %, Socofe 4,9 %, VEH 2,1 %, ALG 0,1 %), et institutions financières belges (Dexia 6,1 %, Ethias 0,2 %).

À la fois producteur d'électricité et fournisseur d'électricité et de gaz, SPE est le deuxième acteur du marché belge¹ de l'énergie. SPE dispose d'une capacité de production électrique installée de 1 969 MW ainsi que d'une participation dans des centrales nucléaires belges, soit une puissance de 411 MW. (SPE dispose par ailleurs d'un droit de tirage sur la centrale nucléaire française de Chooz dans le cadre d'un échange de droits avec la centrale de Tihange 1). La production d'électricité de SPE en 2009 a atteint près de 8,8 TWh et représente environ 12 % de la production belge d'électricité. SPE emploie près de 1 000 personnes.

Hors ses participations dans les centrales nucléaires belges, le parc de production de SPE se compose principalement de centrales électriques alimentées en gaz naturel (près de 1 150 MW), de quelques centrales hydrauliques (plus de 70 MW) ainsi que d'éoliennes *onshore* (au travers de sa filiale SPE Power Company SPEPCO) réparties sur plus de 20 sites en Wallonie et en Flandre. Fin 2009, SPE est devenu numéro un de l'éolien en Belgique avec 46 éoliennes représentant une puissance installée de 83 MW.

SPE détient également des participations dans plusieurs sociétés qui valorisent la biomasse. Par ailleurs, SPE a annoncé son intention de développer un projet de centrale turbine gaz-vapeur de deux unités d'environ 420 MW chacune à Visé (« Projet Navagne »).

Sous sa marque Luminus, SPE fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,58 million de points de livraison de clients particuliers et professionnels, soit une part de marché de 20 %². SPE est également active sur les marchés de gros nationaux et internationaux.

Pays-Bas

En juillet 2006, EDF a signé un accord de partenariat avec la société néerlandaise Delta N.V. pour le développement d'un projet de construction d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Le 29 mars 2007, EDF et Delta ont créé une société commune, Sloe Centrale B.V., ayant pour objet la construction et l'exploitation de la future centrale. Le partenariat prévoit un financement à parité des investissements, une exploitation conjointe des installations et un partage à 50/50 de l'électricité produite. La première unité de 435 MW a été mise en service industriel le 20 octobre 2009. La mise en service de la deuxième unité de 435 MW a été prononcée le 13 décembre 2009.

6.3.1.4.3 SUISSE

La Suisse représente un intérêt industriel pour le Groupe en raison de sa localisation géographique située au cœur des échanges électriques européens ainsi qu'en raison de ses capacités importantes de production de pointe.

Activités du groupe EDF en Suisse

Le Groupe est présent en Suisse au travers :

1. de la participation d'EDF dans le nouvel énergéticien suisse Alpiq Holding SA (ex Atel Holding SA). La participation directe d'EDF dans Alpiq Holding SA est de 25 %. EnBW détient également 2,30 % du capital de Alpiq Holding SA.

Alpiq est un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, issu du regroupement, réalisé le 27 janvier 2009, des actifs industriels d'Atel Holding et de EOS Holding ainsi que de l'apport par EDF de sa quote-part des droits à l'énergie et à la puissance et charges afférentes, relatifs au barrage d'Emosson en Suisse. Il s'agit d'une entreprise électrique intégrée de taille significative au cœur des échanges électriques

européens, active dans toute la chaîne des métiers, production, réseaux, négoce, commercialisation et services énergétiques, et qui affiche une présence dans 26 pays européens.

Sur la base de son chiffre d'affaires *pro forma* pour 2009 tel que publié par Alpiq (14,82 milliards de CHF), l'ensemble constitué aujourd'hui par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (135,2 TWh vendus en 2009, principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens du sud de l'Europe et des pays d'Europe centrale et orientale (« PECO »)). Alpiq assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le nord-ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production et de transport importants en Suisse et dans les pays où Alpiq développe sa présence. En 2009, Alpiq disposait d'une puissance installée totale au prorata de ses participations de 6 322 MW de capacités hydraulique, nucléaire et thermique à flammes.

L'année 2009 a été marquée par la mise en œuvre du rapprochement entre les activités industrielles et les personnels des groupes Atel et EOS.

Alpiq a développé sa présence dans plusieurs pays d'Europe :

- à l'aval en Espagne (rachat de la société de commercialisation d'EDF, Hispaelec finalisé le 30 décembre 2009) et en Roumanie (acquisition d'EHOL Distribution, commercialisateur auprès de grands clients industriels),
- à l'amont en Italie (construction d'un cycle combiné gaz de 400 MW à San Severo) et en France notamment, construction d'un cycle combiné gaz à Bayet de plus de 400 MW ;
- dans les services énergétiques au travers de ses filiales AIT et GAH en Suisse et en Allemagne.

Dans le cadre du processus de renouvellement du parc nucléaire suisse, Alpiq a poursuivi l'instruction de son projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire dans le Niederamt (Canton de Soleure).

2. de la participation de 81,72 %, au 31 décembre 2009, d'EnBW dans Energiedienst qui produit et commercialise de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages du Rhin (7,4 TWh vendus en 2009). Par ailleurs, Energiedienst détient la société EnAlpin à 100 %. Cette dernière produit et commercialise de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages valaisans du Rhône.
3. des participations du groupe EDF dans les ouvrages de production hydraulique frontaliers qui ont généré pour EDF 0,2 TWh de droits d'énergie en 2009.

6.3.1.4.4 AUTRICHE

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques et, surtout, gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, présente un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

Activités du groupe EDF en Autriche

Le 26 juin 2009, EDF a annoncé avoir porté sa participation de 20 % à 25 % dans l'énergéticien autrichien ESTAG. Cette nouvelle position résulte du rachat de la participation de 20 % détenue par GDF SUEZ dans la Société d'Investissement en Autriche (SIA), le groupe EDF détenant dorénavant 100 % de SIA qui détient elle-même 25 % de la holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec SIA un pacte d'actionnaires qui donne à SIA des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de sociétés autrichiennes intervenant dans les domaines

¹ Source : communiqué conjoint CREG, CWaPE, Brugel et Vreg « Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique » du 28 avril 2009.

² Source : rapport annuel 2008 CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz).

de l'énergie, du traitement des déchets et des services associés. Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe aussi ses activités dans les autres Länder autrichiens et dans certains pays voisins. Ses deux principales filiales sont Steweag-Steg, premier distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie et Steierische Gas und Wärme (STGW), transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région.

Par ailleurs, EnBW intervient en Autriche au travers :

- d'une participation minoritaire dans Energie-Versorgung Niederösterreich (« EVN »), société de transport, de commercialisation et de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur dans le Land de Basse-Autriche, qui est détenue à 51 % par ce même Land ; cette société est le premier distributeur-commercialisateur d'Autriche en nombre de clients ;
- de la gestion des contrats de livraison et d'achat d'électricité avec TIWAG et Illwerke VKW, deux sociétés de transport et de distribution d'électricité opérant respectivement dans les Länder du Tyrol et du Vorarlberg.

6.3.1.4.5 ESPAGNE

• Hispaelec Energía SA

EDF a cédé à Alpiq, le 30 décembre 2009, sa filiale à 100 % Hispaelec Energía SA, société de commercialisation d'électricité en Espagne, créée en 1999.

• Elcogas

Le groupe EDF détient au 31 décembre 2009, 31,39 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano une centrale innovante au « Charbon propre » d'une puissance brute de 335 MW alimentée, en mode GICC (« Gazéification de Charbon intégrée à un cycle combiné »), grâce à la gazéification de charbon et de petcoke local. Outre le gaz naturel, cette installation permet en effet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole, et ce avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette installation est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2009, Elcogas a produit 1,5 GWh, dont 1,3 GWh en mode GICC.

• Autres activités du groupe EDF en Péninsule Ibérique

Outre ces sociétés détenues en direct, EDF est actif en Péninsule Ibérique à travers Fenice Iberica, société espagnole filiale à 100 % de Fenice spa (voir section 6.3.1.3.2 (« Fenice »)), qui développe des activités de services énergétiques et environnementaux et des projets de cogénération, EDF Énergies Nouvelles et EDF Énergies Nouvelles Réparties, qui a ouvert une succursale en octobre 2009 afin d'y développer ses activités et EDF Trading, actif sur le marché espagnol depuis plusieurs années.

6.3.2 États-Unis

Avec une production d'électricité totale de 4 119 TWh en 2008¹ et une prévision du taux de croissance moyen d'environ 1 % entre 2008 et 2030², les États-Unis constituent le plus grand marché énergétique au monde.

La nécessité d'investir de façon significative et sur le long terme dans des capacités nouvelles de production électrique et des infrastructures de transport, conjuguée à la dégradation de la situation économique et finan-

1 Source : EIA Electric Power Annual January 2010.

2 Source : EIA Annual Energy Outlook, Version publiée, mars 2009. Dans le cas de référence, la demande d'électricité augmente de 26 % entre 2007 et 2030, soit une moyenne de 1,0 % par an. La plus forte augmentation concerne le secteur commercial (38 %) où l'augmentation de la demande est tirée par les industries de services, suivi par le secteur résidentiel (20 %) et le secteur industriel (7 %).

cière actuelle et aux contraintes environnementales, pose de nombreux défis au secteur de l'électricité américain. Selon une analyse industrielle³, les besoins totaux d'investissements en infrastructures électriques devraient se chiffrer entre 1 500 et 2 000 milliards de dollars d'ici 2030.

D'après l'*Energy Information Agency* (« EIA »), entre 184 GW et 259 GW de capacités supplémentaires seront nécessaires d'ici 2030 par rapport à 2007. Entre 1987 et 2007, 320 GW de capacités nouvelles ont été construites⁴.

Dans ce contexte, des projets de nouvelles centrales nucléaires ont été mis en œuvre par plusieurs grands groupes énergétiques américains. L'*Energy Policy Act* (« EPACT ») voté en 2005 a institué des mesures incitatives en faveur de l'investissement dans les centrales nucléaires : une garantie fédérale sur les prêts contractés pour la construction permettant de réduire le coût de l'emprunt (*Federal Loan Guarantee*), des crédits d'impôt attribués aux producteurs d'électricité sous certaines conditions (*Production Tax Credits*) et une assurance contre le risque réglementaire (*Standby Support for regulatory risks*).

Le montant initial de la garantie fédérale en faveur de l'emprunt pour de nouveaux projets nucléaires a été fixé à 18,5 milliards de dollars⁵. 18 demandes de dossier de licence de construction et d'exploitation (pour 28 réacteurs) ont été déposées auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire américaine (« NRC ») et 14 producteurs d'électricité (pour 21 réacteurs) ont fait une demande de garantie de financement auprès du *Department of Energy* pour un montant cumulé d'environ 122 milliards de dollars. Par ailleurs, la première attribution conditionnelle de garantie de prêt (8,3 milliards de dollars) a été annoncée le 16 février 2010 ; Calvert Cliffs 3 fait partie des projets sélectionnés en 2009 par le *Department of Energy*⁶ pour faire l'objet d'une revue complémentaire approfondie en vue de l'obtention d'une garantie de prêt dans le cadre de son projet (voir section 6.3.2.2.3. (« Projet Calvert Cliffs 3 ») ci-dessous).

L'*American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA) promulgué en février 2009 par le Président Obama s'est concrétisé par une injection de 787 milliards de dollars sous forme de mesures d'incitation économique et d'allègements fiscaux, dont plus de 60 milliards de dollars de dispositions en faveur de l'énergie⁷. Ces dispositions ont pour but de favoriser le développement de technologies d'énergie propre, notamment les énergies renouvelables, les réseaux électriques intelligents, les véhicules électriques et l'efficacité énergétique. Par ailleurs, le souci croissant de la sécurité énergétique et de la préservation de l'environnement a entraîné un mouvement en faveur d'une « décarbonisation de l'économie américaine » au travers d'initiatives prises à la fois par le Congrès (plan d'actions contre le changement climatique prévoyant un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission s'appliquant à toute l'économie, actuellement en discussion) et par le pouvoir exécutif (par exemple la déclaration de mise en danger par les gaz à effet de serre (*Endangerment Finding*) émise par l'Agence américaine de protection de l'environnement en décembre 2009, ou le programme national d'économies de combustible).

Dans ce contexte, le groupe EDF a renforcé sa présence nord-américaine à travers son investissement dans Constellation Energy Nuclear Group, LLC

3 Source: Brattle Group ; Transforming America Power Industry ; The investment Challenge 2010-2030 ; novembre 2008.

4 Source : EIA Annual Energy Outlook, Version publiée, mars 2009 ; y sont représentés les cas de « faible croissance économique » et de « référence » de l'EIA.

5 Dans sa proposition de budget pour l'année fiscale 2011, présentée le 1^{er} février 2010, le Président Obama a augmenté de 36 milliards de dollars l'enveloppe des garanties de prêt pour la construction de nouvelles centrales nucléaires. Il s'agit d'une proposition, qui sera soumise au vote du Congrès en 2010 (Source : *Office of Management and Budget*).

6 Source : World Nuclear Association.

7 Source: Congressional Research Service (PL 111-5).

(« CENG »), une joint-venture formée avec CEG et regroupant l'ensemble des activités de production d'énergie nucléaire de CEG (voir section 6.3.2.3.1 (« Création d'une nouvelle joint-venture avec CEG ») ci-dessous). Le groupe EDF attend de cette prise de participation dans CENG et de l'activité des autres sociétés du groupe EDF aux États-Unis, des avantages d'ordre économique, environnemental et favorisant la production d'énergie propre.

6.3.2.1 STRATÉGIE NUCLÉAIRE AUX ÉTATS-UNIS

Le groupe EDF participe au renouveau du nucléaire aux États-Unis à travers Unistar Nuclear Energy, LLC (« UNE »), joint-venture créée en juillet 2007 et détenue à 50/50 avec le groupe américain Constellation Energy (« CEG »), dont l'objectif est de développer un parc standardisé de centrales nucléaires de type EPR. Le groupe EDF a par ailleurs élargi son partenariat avec CEG suite à son acquisition de 49,99 % de CENG en novembre 2009.

Ce double partenariat avec CEG permet au groupe EDF de devenir un acteur majeur du renouveau de l'industrie nucléaire américaine et d'avoir accès à des sites offrant des opportunités intéressantes.

Au 31 décembre 2009, le groupe EDF détenait 8,44 % du capital de CEG. CEG, entreprise basée à Baltimore et figurant au palmarès Fortune 500, fait partie des 10 plus grands opérateurs nucléaires américains et se distingue par ses performances opérationnelles remarquables (facteur de charge supérieur à 90 pour les 3 centrales nucléaires de CENG au cours des 5 dernières années). CEG fournit du gaz naturel, de l'électricité et des services associés sur les marchés de gros et de détail. À la tête d'un parc diversifié d'unités de production localisées aux États-Unis et au Canada d'une capacité de production totale de 7 100 MW fin 2009, CEG fait partie des chefs de file du développement de nouvelles centrales nucléaires aux États-Unis. Il distribue de l'électricité et du gaz naturel dans le centre du Maryland à travers sa filiale régulée de distribution Baltimore Gas and Electric Company (« BGE »). En 2009, CEG a réalisé un chiffre d'affaires de 15,6 milliards de dollars, en baisse de 21 % par rapport à 2008. L'exercice 2009 présente un résultat net de 4,50 milliards de dollars pour CEG (Source : 10-k 2009 CEG).

6.3.2.2 UNISTAR NUCLEAR ENERGY

6.3.2.2.1 ACCORD DU 20 JUILLET 2007 RELATIF À LA CRÉATION D'UNISTAR NUCLEAR ENERGY

Le 20 juillet 2007, EDF et CEG ont signé un accord relatif à la création de la joint-venture à 50/50, dénommée « Unistar Nuclear Energy, LLC » (« UNE »). L'objet de cette joint-venture est de construire, détenir et exploiter un parc standardisé de centrales nucléaires de type EPR aux États-Unis.

À la signature de ce partenariat, EDF a versé un apport initial de 350 millions de dollars à la joint-venture.

Puis, en 2008, des contributions additionnelles de 100 et 75 millions de dollars ont été apportées, correspondant respectivement à l'enregistrement de la première demande de licence de construction et d'exploitation auprès de la NRC pour le projet Calvert Cliffs 3 (mars 2008) et de la deuxième demande de licence pour le projet Nine Mile Point 3 (fin septembre 2008).

En contrepartie des apports en numéraire d'EDF, Constellation Energy a apporté à UNE sa participation dans la joint-venture avec AREVA, dénommée UniStar Nuclear, LLC (qui détient l'exclusivité du développement de l'EPR aux États-Unis) et les droits d'utilisation des sites nucléaires de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et R.E. Ginna afin de développer jusqu'à quatre centrales EPR standardisées sur des sites détenus en propre. La gouvernance de la joint-venture est assurée par un conseil d'administration composé de dix

membres, cinq d'entre eux étant nommés par EDF et les cinq autres, dont le Président, étant nommés par CEG.

Depuis sa création, UNE s'est consacré au lancement des projets d'EPR aux États-Unis et en particulier au premier projet du site de Calvert Cliffs. Ses missions sont les suivantes :

- le montage et le suivi des dossiers d'autorisation et de permis (y compris la licence de construction et d'exploitation) ;
- la mise en place d'un plan d'actions techniques avec les partenaires industriels AREVA et Bechtel, limité, dans l'attente de l'obtention des autorisations et licences, aux actions nécessaires au respect des objectifs de planning de mise en service des tranches. Ces actions portent sur la réservation et l'approvisionnement de composants essentiels auprès d'AREVA pour lesquels des goulots d'étranglement ont été identifiés, la signature de contrats avec Alstom pour la réservation d'un jeu de quatre turbines et les études d'ingénierie associées, la signature de contrats d'études d'ingénierie détaillées avec le consortium AREVA / Bechtel et le lancement de négociations sur le contrat EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) ;
- le démarrage des négociations pour l'obtention d'une garantie de prêt auprès du Gouvernement fédéral américain (*Federal Loan Guarantee Department of Energy*) complétée d'une garantie de prêt de la part de la Coface.

6.3.2.2.2 UNISTAR NUCLEAR ENERGY (UNE) : ENJEUX MAJEURS DU DÉVELOPPEMENT DES EPR AMÉRICAINS

UNE entend développer un parc d'EPR américains en commençant par le projet de Calvert Cliffs 3.

La conception de l'EPR américain s'inspire de l'EPR européen et prend en compte les codes et normes américains. Ses performances en termes de systèmes de sûreté (redondance des systèmes de sauvegarde répartis en quatre trains, récupérateur de corium en cas d'accident majeur, coque permettant de supporter une chute d'avion), de production nette d'électricité (1 600 MW) et de facteur de disponibilité et de charge, sont équivalentes.

La conception est principalement réalisée par AREVA Inc. (îlot nucléaire), Bechtel (îlot conventionnel, travaux de génie civil, et toutes les installations de la centrale hors îlot nucléaire et salle des machines) et Alstom (principaux composants de la salle des machines).

UNE concentre ses efforts sur les principaux enjeux qui sont : le financement du projet, les procédures réglementaires et administratives pour les différentes autorisations, la mise en place d'un montage industriel robuste et le développement technique du projet (voir ci-dessous).

Les principales autorisations de construction et d'exploitation de la centrale sont les suivantes :

- certification de la conception de l'EPR américain (*Design Certification*). AREVA est en charge du dossier de certification de l'EPR américain. L'étude actuelle du dossier par la NRC pourrait conduire à une certification d'ici 2012 ;
- demande de licence de construction et d'exploitation (*Combined Operating License Application*, « COLA ») auprès de la NRC ;
- autres dossiers réglementaires. UNE est également en charge de l'obtention des autorisations réglementaires de l'État du Maryland et des autorisations administratives (permis de construire, études d'impact environnemental, autorisations de rejet).

6.3.2.2.3 PROJET CALVERT CLIFFS 3

La priorité immédiate d'UNE est le projet de construction de la troisième tranche de la centrale de Calvert Cliffs de Constellation Energy Nuclear Group (CC3).

La demande de licence de construction et d'exploitation (COLA) pour le projet Calvert Cliffs 3 a été acceptée pour étude par la NRC, début juin 2008.

En tant que concessionnaire (propriétaire et exploitant de la centrale), UNE est en charge de la demande de licence de construction et d'exploitation. La NRC procède actuellement à une analyse de la demande de licence pour CC3, ce qui pourrait donner lieu à une approbation d'ici mi-2012 et permettrait une exploitation commerciale de la centrale au 4^e trimestre 2017.

UNE continue également de mener les missions suivantes en cohérence avec la date de mise en service commerciale prévue : montage des dossiers réglementaires et administratifs pour l'État du Maryland et les autorités administratives, mise en place d'un accord avec « *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* » ou « *PJM Interconnection* » (entité en charge du réseau de transport régional pour la zone géographique d'implantation du projet CC3, couvrant tout ou partie de 13 États et le District of Columbia) afin d'assurer la bonne connexion au réseau de transport d'énergie.

Financement

Dans le cadre de l'*Energy Policy Act* de 2005, UNE, à travers son projet CC3, est en lice pour obtenir du *Department of Energy* une partie de la garantie fédérale de prêts de 18,5 milliards de dollars accordée aux projets de centrales nucléaires de nouvelle génération.

L'un des objectifs de cette loi consiste à soutenir l'industrie en autorisant des dispositifs de financement de projets viables, par exemple à recours limité, pour les projets de centrales opérant sur les marchés régulés et non régulés, tel que le marché *PJM Interconnection* pour CC3.

La garantie fédérale de prêt du *Department of Energy* s'applique aux activités uniquement menées après l'obtention de la licence de construction et d'exploitation (COLA) tandis que la garantie de prêt émise par la Coface s'applique aux activités menées avant et après l'obtention de cette licence.

S'agissant du financement du projet et, plus spécifiquement, des demandes de garanties de prêt, la situation est la suivante :

- Coface : une promesse de garantie de prêt pour couvrir une partie des dépenses liées aux fournitures d'AREVA, Alstom et EDF pour CC3 avant obtention de la licence a été accordée le 26 novembre 2009. Des discussions relatives aux conditions de mise en place de cette promesse sont en cours avec la Coface et des prêteurs potentiels. Les discussions sur les modalités de la couverture Coface pour une partie des fournitures CC3 pour la période après obtention de la licence ont débuté ;
- *Department of Energy* américain : en février 2009, le *Department of Energy* a sélectionné entre autres le projet CC3 pour effectuer une revue approfondie de son évaluation (dans le cadre d'une '*due diligence*') en vue d'une éventuelle attribution de garantie de prêt. Ce projet a ensuite été sélectionné avec 3 autres projets pour faire l'objet de négociations supplémentaires. Depuis octobre 2009, UNE est en négociation avec le *Department of Energy* sur les conditions de financement des garanties fédérales de prêts. Le 4 décembre 2009, UNE a déposé un projet de contrat EPC avec AREVA et Bechtel. Si ce document ne constitue pas un engagement de la part des parties, il fournit au *Department of Energy* un état d'avancement des négociations en cours avec les deux partenaires précités. Le 11 décembre 2009, UNE a soumis une actualisation de son dossier auprès du *Department of Energy*. Ce processus devrait déboucher sur un engagement conditionnel de garantie au cours du premier semestre et une garantie d'ici la fin 2010, avec des conditions préalables à respecter.

Autorisations Administratives

La *Public Service Commission du Maryland* a émis un Certificat d'Utilité Publique (*Certificate of Public Convenience and Necessity*, « CPCN ») pour le projet CC3 en juin 2009. Ce certificat regroupe l'ensemble des autorisations de l'État et des autorités administratives nécessaires à la construction de la centrale nucléaire CC3.

En novembre 2009, UNE a déposé une demande de modification du CPCN déjà approuvée afin d'actualiser l'autorisation de rejet en air (*Air Permit*).

Montage industriel pour la conception et la construction de l'EPR américain à Calvert Cliffs

Le montage industriel envisagé pour le projet CC3 repose sur les principes suivants :

- AREVA et Bechtel forment un consortium (la répartition des responsabilités étant décrite ci-dessus voir section 6.3.2.2.2 (« Unistar Nuclear Energy (UNE) : enjeux majeurs du développement des EPR américains »)) ;
- UNE et le consortium concluent un contrat EPC pour la réalisation des études de conception, l'achat des équipements et le montage ;
- le consortium assure le rôle d'architecte ensemblier (*Architect Engineer*), rôle qui en France et pour la construction de la centrale de Flamanville 3 est assuré par EDF.

Conception détaillée de la centrale

Le contrat d'ingénierie de conception détaillée de l'EPR américain (général) et du projet CC3 (spécifique) a été signé en septembre 2008. Outre le travail d'ingénierie en cours, un accord a été conclu en 2009 avec le consortium AREVA-Bechtel concernant les points suivants : spécification détaillée du périmètre d'études, volume d'heures d'ingénierie et mécanisme d'intéressement du consortium, lié à la performance des études.

Les études de conception, la réservation et l'approvisionnement sont également engagés pour un nombre limité de gros composants critiques de l'îlot nucléaire (comme par exemple certaines pièces de forge de la cuve, de générateurs de vapeur) ou de l'îlot conventionnel (comme par exemple le rotor ou les carters des étages haute et moyenne pression de la turbine) et ce, avec AREVA et Alstom respectivement.

Contrat EPC

Le 15 juin 2009, UNE et le consortium AREVA-Bechtel ont signé un « *Term Sheet* », document décrivant les principales conditions relatives au contrat EPC (*Engineering Procurement & Construction*) pour le projet Calvert Cliffs 3.

6.3.2.2.4 LES AUTRES PROJETS D'EPR AMÉRICAINS DANS LE MODÈLE D'ACTIVITÉ D'UNE

Nine Mile Point

La demande de licence de construction et d'exploitation pour le projet Nine Mile Point 3 de Scriba (État de New York) a été déposée et acceptée pour étude par la NRC en décembre 2008.

Le projet Nine Mile Point 3 n'a pas été sélectionné par le *Department of Energy* pour l'obtention d'une garantie fédérale de prêt. En effet, la date d'exploitation commerciale initialement envisagée pour ce projet le place de facto dans une deuxième vague d'attribution.

Compte tenu de la priorité affichée pour le projet CC3 et du calendrier DOE pour l'attribution de la garantie fédérale de prêt, UNE a volontairement et sensiblement réduit la cadence des travaux pour le projet Nine Mile Point 3.

Projets PPL et Ameren

Les autres projets d'EPR américains auxquels participe UNE accusent également des retards importants :

- Projet EPR américain envisagé à Bell Bend en Pennsylvanie : le projet Pennsylvania Power & Light (PPL) n'a pas été sélectionné par le *Department of Energy* en vue de l'obtention d'une garantie fédérale de prêt. PPL exploite 2 centrales nucléaires (Susquehanna 1 & 2, en Pennsylvanie) ;
- Projet EPR américain envisagé à Callaway dans le Missouri : en avril 2009, Ameren a annoncé suspendre toute initiative pour bâtir une nouvelle centrale nucléaire dans le Missouri. Ameren exploite une centrale nucléaire (Callaway, dans le Missouri).

6.3.2.2.5 NOUVEAU PARTENARIAT STRATÉGIQUE : LA « SOUTHERN OHIO CLEAN ENERGY PARK ALLIANCE »

En juin 2009, Duke Energy, AREVA, UNE et USEC Inc. ont annoncé la formation de la Southern Ohio Clean Energy Park Alliance. L'objectif de ce partenariat est d'étudier le projet de développement d'une *Clean Energy Park* sur le site de Portsmouth (Piketon, Ohio) appartenant au *Department of Energy*. Sa première mission consistera à évaluer le site en tant qu'emplacement potentiel pour la construction d'un EPR américain.

En tant que membre de ce partenariat, UNE participera à la réalisation de ce projet et fournira notamment une assistance pour l'obtention des autorisations administratives.

Le travail effectif d'UNE commencera dès que le projet aura obtenu des financements. Le projet cherche à obtenir une garantie fédérale de prêt du *Department of Energy*.

6.3.2.3 ACQUISITION DE 49,99 % DES ACTIFS NUCLÉAIRES DE CEG

6.3.2.3.1 CRÉATION D'UNE NOUVELLE JOINT-VENTURE AVEC CEG

Conformément à l'accord en date du 17 décembre 2008, le groupe EDF a procédé, le 6 novembre 2009, à l'acquisition d'une participation de 49,99 % dans les actifs de production et d'exploitation nucléaire de CEG.

Préalablement à la conclusion de l'opération, le groupe EDF a effectué plusieurs investissements afin de renforcer la liquidité de CEG :

- le 17 décembre 2008, le groupe EDF a effectué un apport immédiat d'1 milliard de dollars dans CEG par souscription d'actions de préférence non convertibles qui ont été rachetées et imputées sur le prix d'achat des actifs de production et d'exploitation nucléaire lors de la réalisation définitive de l'opération ;
- le groupe EDF a fourni à CEG, la possibilité de disposer de liquidités supplémentaires au travers d'un contrat d'option de vente d'actifs en application duquel CEG a la faculté de vendre au groupe EDF certains actifs de production non nucléaires dans la limite de 2 milliards de dollars (l'« option de vente »). L'option de vente expirera le 31 décembre 2010 (voir note 5.3 de l'annexe relative aux comptes consolidés de 2009).

6.3.2.3.2 ORGANISATION ET RÈGLES DE GOUVERNANCE DE CENG

Dans le cadre de la réalisation de l'acquisition par le groupe EDF d'une participation de 49,99 % dans CENG, le groupe EDF et CEG ont conclu un accord en date du 6 novembre 2009 régissant l'exploitation de CENG (l'« Accord d'exploitation »).

Conformément à cet accord, la gouvernance de CENG est assurée par un conseil d'administration de dix membres dont cinq sont nommés par EDF, et cinq, dont le Président, par CEG. Le vote du Président est prépondérant pour certaines décisions en cas d'impasse, notamment pour tout ce qui a trait à la sûreté, la sécurité et à la fiabilité des installations nucléaires de CENG, aux décisions relatives à la stratégie à adopter au regard de la réglementation américaine, aux relations avec la NRC, à l'occupation des postes clés de la Direction Générale chez CENG ainsi qu'à toute situation qui, en raison de la législation américaine, exige ou rend nécessaire qu'un contrôle soit exercé par un citoyen de nationalité américaine.

Outre le Président, le *Chief Nuclear Officer* et le *Chief Executive Officer* de CENG doivent également être de nationalité américaine.

Le groupe EDF nomme le Vice-Président du conseil d'administration de CENG.

En application de l'accord d'exploitation, le conseil d'administration de CENG dispose d'un comité permanent d'audit, d'un comité permanent pour la sûreté nucléaire et l'exploitation, et d'un comité permanent de gouvernance et de rémunération, composés d'administrateurs nommés en nombre égal par CEG et par le groupe EDF.

L'accord d'exploitation détermine le mode de répartition des distributions (principalement des dividendes) en faveur des sociétés de CEG et du groupe EDF.

En application de l'accord d'exploitation et sauf exceptions et conditions précisées dans l'accord, les parties peuvent transférer leur participation dans CENG à un tiers sous réserve du droit de premier refus de l'autre partie non-affiliée¹.

6.3.2.3.3 ACTIVITÉS DE CENG (PRODUCTION ET EXPLOITATION D'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE)

CENG possède, exploite et entretient une capacité de production nucléaire de 3 839 MW répartie entre la centrale de Calvert Cliffs dans le Maryland et celles de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York.

L'activité nucléaire s'exerce dans un environnement réglementaire prédictible, sous le contrôle de la NRC. Les licences sont accordées pour une période initiale de 40 ans et peuvent être prolongées par périodes de 20 ans sous réserve que les exploitants surveillent de façon adéquate les composants clés et les structures de leurs centrales. La stabilité du cadre réglementaire constitue une garantie suffisante pour les investisseurs. La durée des licences de toutes les unités de CEG a été prolongée de 40 à 60 ans. En outre, toutes les unités, sauf Nine Mile Point 1, peuvent demander ou ont déjà demandé l'autorisation d'augmenter la puissance de leur réacteur (de 4,3 % à 16,8 %)².

¹ Source: CEG form 8-k, 12 novembre 2009.

² Source: U.S. NRC – Pending Applications for Power Upgrades et Approved applications for power upgrades.

6.3.2.3.4 PARC NUCLÉAIRE DE CENG

Capacité

Le tableau suivant décrit les installations de production nucléaire :

Centrales	Localisation	Capacité (MW)	% détenu	Capacité installée détenue en propre (MW)
Calvert Cliffs Unit 1	Calvert CO. (Maryland)	855	100	855
Calvert Cliffs Unit 2	Calvert CO. (Maryland)	850	100	850
Nine Mile Point Unit 1	Scriba (New York)	620	100	620
Nine Mile Point Unit 2	Scriba (New York)	1 138	82	933
RE. Ginna	Ontario (New York)	581	100	581
TOTAL		4 044		3 839

• Calvert Cliffs :

CENG possède 100 % de l'unité 1 de Calvert Cliffs (855 MW) et de son unité 2 (850 MW). L'unité 1 a été mise en service en 1974 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2034. L'unité 2 a été mise en service en 1976 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2036. Ces deux unités sont équipées de réacteurs à eau pressurisée.

• Nine Mile Point :

CENG possède 100 % de l'unité 1 de Nine Mile Point (620 MW) et 82 % de son unité 2 (soit 933 MW sur la totalité des 1 138 MW de cette unité). Les 18 % restants sont détenus par la Long Island Power Authority (LIPA). L'unité 1 a été mise en service en 1969 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2029. L'unité 2 a été mise en service en 1988 et est autorisée à fonctionner

jusqu'en 2046. Ces deux unités consistent en deux réacteurs à eau bouillante.

• Ginna :

CENG possède 100 % de la centrale nucléaire de Ginna. Cette centrale possède un réacteur de 581 MW mis en service en 1970 et autorisé à fonctionner jusqu'en 2029. Il s'agit d'un réacteur à eau pressurisée.

Production et performance technique

Production

La production des installations nucléaires au cours des trois dernières années est décrite dans le tableau suivant :

Les centrales de CENG ont produit 32,2 TWh d'électricité nucléaire en 2009.

	Calvert Cliffs		Nine Mile Point		Ginna		Total TWh
	TWh	Facteur de charge*	TWh	Facteur de charge	TWh	Facteur de charge	
2009	14,5	96 %	13,1	97%	4,6	91 %	32,2
2008	14,7	96 %	12,8	94 %	4,7	94 %	32,2
2007	14,3	94 %	12,3	90 %	4,9	98 %	31,5

* Définition du facteur de charge : ratio de la production nette d'électricité, pour une période donnée, par rapport à l'énergie qui aurait pu être produite de façon continue, à pleine puissance, durant cette même période. (source : glossaire NRC).

La production de ces centrales est gérée par la filiale de négoce de CEG, Constellation Energy Commodities Group (CCG) agissant comme agent pour le compte de CENG. CCG gère l'interface entre le marché et les Gestionnaires de Réseau de Transport appropriés (PJM et NYISO).

CENG vend une part significative de la production de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans le cadre de contrats d'achat d'électricité propres à chaque unité (« *Legacy Agreements* ») aux anciens propriétaires de ces centrales.

CENG a accepté de vendre toute la quantité d'énergie produite excédant les quotas fixés dans les *Legacy Agreements* et provenant des trois centrales nucléaires à CCG et EDF Trading North America jusqu'à fin 2014. Les ventes de cette énergie produite sont allouées à 90 % à CCG et à 10 % à EDF Trading North America en 2010, à 87,5 % à CCG et à 12,5 % à EDF Trading North America en 2011, et à 85 % à CCG et à 15 % à EDF Trading North America entre 2012 et 2014. La fixation du prix de cette énergie produite reflète les prix de marché de gros de l'électricité. La structure de ce PSA (*Purchase & Sale Agreement*) permet à CENG de couvrir son exposition au

prix *spot* et de prendre un prix fixe basé sur les « *prevailing forward power markets* », avec des modalités qui permettent d'avoir des ratios de couverture de la production en ligne avec les objectifs agréés par le conseil d'administration de CENG pour la période 2010-2012.

• Nine Mile Point :

Aux termes de *Legacy Agreements* expirant entre 2009 et 2011, CENG vend 90 % de sa part dans la production de Nine Mile Point 2 aux anciens propriétaires de la centrale, à un prix moyen avoisinant les 35 dollars le MWh. Ces contrats sont adossés aux unités de production (si une centrale ne peut assurer la production parce qu'elle est à l'arrêt, il n'y a aucune obligation de faire appel à d'autres sources d'approvisionnement). Les 10 % restants de la participation de CENG dans Nine Mile Point sont vendus à CCG et à EDF Trading North America.

À l'expiration des *Legacy Agreements*, un accord de répartition des bénéfices (*Revenue Sharing Agreement* (« *RSA* »)) avec les anciens propriétaires de la centrale sera mis en place jusqu'en 2021. Aux termes de cet accord,

lequel s'applique uniquement au pourcentage de participation détenu par CENG dans l'unité 2, 80 % de la différence entre le prix de marché et un prix de référence défini dans le RSA sera rétrocédé aux anciens propriétaires.

L'unité 2 est exclusivement exploitée dans le cadre d'un contrat d'exploitation avec LIPA. LIPA est responsable des coûts d'exploitation à hauteur de 18 % (y compris les coûts de déconstruction) et des coûts de construction de l'unité 2. Cette autorité est par ailleurs représentée au comité de direction de l'unité 2 de Nine Mile Point, ce qui lui permet d'exercer des fonctions de contrôle et de supervision.

• **GINNA :**

Aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à long terme propre à chacune des unités, CENG vend 90 % de la production et de la capacité de la centrale de Ginna à son ancien propriétaire pour une période de 10 ans expirant en 2014, à un prix moyen de 44 dollars le MWh. La production restante est vendue à CCG et à EDF Trading North America.

Performance technique

Le facteur de charge des installations nucléaires de CENG au cours des 5 dernières années est présenté dans le tableau suivant :

Facteur de charge	Calvert Cliffs	Nine Mile Point	Ginna
2009	96 %	97 %	91 %
2008	96 %	94 %	94 %
2007	94 %	90 %	98 %
2006	90 %	93 %	93 %
2005	97 %	93 %	93 %

Les centrales nucléaires de CENG ont eu un facteur de charge d'au moins 90 % pendant les 5 dernières années. Leur performance technique est le résultat d'efforts soutenus visant à réduire la durée des mises à l'arrêt dues aux opérations de maintenance, en s'appuyant sur les meilleures pratiques d'ingénierie américaine et sur une analyse de la criticité des composants et des pièces de rechange tout en tenant compte des enjeux liés à la sécurité et à la disponibilité.

6.3.2.3.5 COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Approvisionnement en combustible nucléaire

L'approvisionnement en combustible des centrales nucléaires comprend :

- l'achat d'uranium (concentrés et uranium hexafluoride) ;
- la conversion de concentrés d'uranium en uranium hexafluoride ;
- l'enrichissement d'uranium hexafluoride ;
- la fabrication d'assemblages combustibles.

Les engagements pris par CENG devraient lui permettre de disposer en quantités suffisantes d'uranium, de services de conversion, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages combustibles afin de satisfaire les besoins des installations nucléaires de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et Ginna pour les prochaines années.

Stockage du combustible nucléaire utilisé - Installations fédérales

L'exploitation et la déconstruction des installations nucléaires posent le problème du combustible utilisé. Les États-Unis ne disposent actuellement d'aucune structure permettant le traitement ou le stockage permanent, la NRC n'ayant pas autorisé une telle structure. Dans le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA) adopté en 1982, il était demandé au Gouvernement fédéral de développer, par l'intermédiaire du *Department of Energy*, l'aménagement d'un entreposage destiné à recueillir le combustible utilisé ainsi que les déchets hautement radioactifs.

Conformément au NWPA, CENG est partie aux contrats conclus avec le *Department of Energy* pour l'entreposage définitif du combustible utilisé de ses centrales. Le NWPA et les contrats mentionnés ci-dessus prévoient le versement au *Department of Energy* d'un dixième de cent par kilowatt heure sur l'électricité d'origine nucléaire produite et vendue afin de financer le coût du stockage à long terme et de l'entreposage définitif du combustible utilisé. Jusqu'au 6 novembre 2009, CEG a effectué ses versements dans le *Nuclear*

Waste Fund du *Department of Energy*. Pour le reste de l'année 2009, c'est CENG qui a effectué les versements pour les centrales nucléaires de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et Ginna. Le NWPA et les contrats conclus par CENG avec le *Department of Energy* exigeaient en outre que ce dernier commence à prendre possession du combustible utilisé produit par les centrales le 31 janvier 1998 au plus tard.

Le *Department of Energy* a déclaré ne pouvoir respecter cette obligation avant 2020 au plus tôt. Ce retard a contraint CENG à entreprendre des actions supplémentaires et à supporter les coûts afférents à l'installation de structures de stockage sur site incluant une installation de stockage à sec, décrite ci-dessous.

En 2004, plusieurs plaintes ont été déposées contre le Gouvernement fédéral auprès de la *Court of Federal Claims* et des dommages-intérêts ont été demandés suite au défaut de mise en place par le *Department of Energy* d'un processus d'entreposage définitif du combustible utilisé avant le 31 janvier 1998. Ces différents procès ont été suspendus, en attente du résultat d'autres litiges liés. Pour les dépenses effectuées par CEG en vue du stockage du combustible utilisé avant la réalisation de l'opération avec le groupe EDF, CEG est autorisé à percevoir toutes les sommes remboursées par le *Department of Energy*. Tous les autres remboursements par le *Department of Energy* ayant trait à sa défaillance reviendront à la joint-venture CENG après la date de sa création, soit à partir du 6 novembre 2009.

Stockage du combustible nucléaire utilisé — Installations sur site

La NRC a accordé à Calvert Cliffs une licence jusqu'en 2012 pour exploiter sur site, une installation de stockage indépendante de combustible utilisé. La centrale ainsi que les modules indépendants installés à ce jour ont une capacité de stockage suffisante pour recueillir le contenu intégral du cœur jusqu'en 2015. Calvert Cliffs essaie actuellement de renouveler la licence de son unité de stockage indépendante et d'augmenter sa capacité de façon à pouvoir poursuivre ces opérations jusqu'en 2036.

Sur les sites de Nine Mile Point et Ginna, la mise en place d'unités de stockage indépendantes devrait s'achever en 2012 et 2010 respectivement. En attendant, ces deux centrales disposent de suffisamment de capacité de stockage interne.

Coût de déconstruction des installations nucléaires

CENG a l'obligation de démanteler ses centrales nucléaires à la fin de leur période d'exploitation. Conformément à la réglementation de la NRC et aux conditions imposées par les États concernés, CENG a mis en place des fonds strictement réservés à couvrir les coûts de déconstruction des centrales. La stratégie de mise en place des fonds réservés à la déconstruction repose sur l'estimation des coûts nécessaires à cette opération et des échéances associées de décaissements. L'estimation par CENG des revenus de ces fonds a reposé sur différents facteurs : la stratégie d'allocation d'actifs applicable aux investissements, les taux de rendement historiques et les conditions actuelles de marché.

Les activités de déconstruction sont à ce jour prévues pour durer jusqu'en 2083. Tout changement dans les coûts ou les délais des activités de déconstruction, ou tout changement dans les revenus du fonds, sont susceptibles d'affecter la capacité des fonds à couvrir le coût de la déconstruction des centrales, et si l'argent venait à manquer, des fonds supplémentaires devraient être fournis.

Tous les deux ans, la NRC exige des entreprises américaines qui produisent de l'électricité d'origine nucléaire, qu'elles établissent un rapport sur l'état des fonds et qu'elles fournissent une assurance raisonnable qu'ils seront disponibles pour la déconstruction de leurs sites. La NRC a conclu en 2009 que CENG fournissait une garantie satisfaisante ; le prochain rapport que CENG devra fournir à la NRC sur ce sujet devra être déposé en mars 2011.

La valeur des investissements dans le fonds d'affectation spéciale est reportée à la valeur de marché dans le bilan consolidé. Au 31 décembre 2009, la valeur de marché était de 1,24 milliard de dollars.

6.3.2.3.6 RETRAITES

Suite à l'acquisition par le groupe EDF de 49,99 % du capital de CENG le 6 Novembre 2009, les actifs et les obligations des plans d'avantages salariaux des employés de CENG, qui bénéficiaient auparavant des plans de CEG, ont été transférés dans de nouveaux plans de CENG. Nine Mile Point offre son propre plan de retraite, retraite complémentaire, avantages postérieurs à l'emploi ainsi qu'un plan d'épargne à ses employés.

Au 31 décembre 2009, le montant des engagements de retraite est supérieur de 172,5 millions de dollars à la juste valeur des actifs des plans de retraite (Source : CENG). La loi *Pension Protection Act* exige que ces obligations soient financées en totalité d'ici 2015. La performance des marchés affectera la valeur des actifs détenus dans les fonds pour satisfaire les obligations futures des plans de retraite qualifiés.

6.3.2.4 AUTRES ACTIVITÉS DU GROUPE EDF AUX ÉTATS-UNIS

6.3.2.4.1 EDF ÉNERGIES NOUVELLES EN AMÉRIQUE DU NORD

Le groupe est également présent aux États-Unis à travers EnXco, filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles, et producteur indépendant d'énergies renouvelables. EnXco possède plus de 971 MW de capacité éolienne et solaire en Amérique du Nord (au 31 décembre 2009) et fournit des services d'exploitation et de maintenance éolienne pour le compte de tiers (4,7 GW sous contrat au 31 décembre 2009) (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

6.3.2.4.2 EDF TRADING NORTH AMERICA

L'intégration et le développement de la société de négoce EDF Trading North America (ex Eagle Energy Partners) sont développés à la section 6.2.1.3.3.7 (« Développement des activités d'EDF Trading outre-Atlantique »).

6.3.2.4.3 COOPÉRATION AVEC EXELON

Le 21 avril 2008, EDF et Exelon, premier exploitant nucléaire américain, ont signé un protocole d'accord relatif à leur coopération pour une durée de cinq ans. Au titre de ce protocole d'accord, EDF et Exelon échangeront et partageront leurs expériences respectives d'exploitant nucléaire.

6.3.2.4.4 ACTIVITÉS DE RECHERCHE DÉVELOPPEMENT AUX ÉTATS-UNIS.

Le secteur de la R&D aux États-Unis est l'un des plus importants et dynamiques au monde. Avec un budget total de 397,6 milliards de dollars en 2008¹, ce secteur s'appuie sur un réseau d'environ 1,3 million de chercheurs². Son financement est assuré par l'industrie (267,8 milliards de dollars), le Gouvernement fédéral (103,7 milliards de dollars) mais aussi par des universités, des organismes à but non lucratif, des agences gouvernementales non fédérales, etc.

La part de la R&D consacrée au domaine de l'énergie ne cesse de croître, avec un triple objectif : protection de l'environnement, sécurité de l'approvisionnement et indépendance. Cet effort est soutenu par la législation actuelle (*l'American Recovery and Reinvestment Act*) qui a alloué un budget de 36,7 milliards de dollars au Department of Energy en 2009³ (5,8 milliards de dollars en 2007⁴). *L'Electric Power Research Institute* (EPRI) est l'un des principaux acteurs de la R&D dans le domaine de l'électricité. Cet organisme à but non lucratif fournit des technologies, des analyses économiques et développe des stratégies pour l'ensemble de ses membres contributeurs, lesquels représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux États-Unis. Au niveau international, ses adhérents sont répartis dans 40 pays⁵.

Afin de tirer profit de ce solide potentiel, EDF détache une équipe de R&D aux États-Unis depuis plusieurs années. Composée de 4 à 6 personnes, cette équipe est installée dans les locaux de l'EPRI à Palo Alto en Californie et à Charlotte en Caroline du Nord. Elle a comme principal objectif de maximiser la qualité de la collaboration du groupe EDF avec cet institut. Cette collaboration couvre de multiples domaines, tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, la capture et la séquestration du carbone, etc.

L'équipe R&D d'EDF aux États-Unis est également chargée de mettre en place des collaborations entre le groupe EDF et des organismes de recherche américains (universités, laboratoires nationaux, industrie etc.) sélectionnés pour leur savoir-faire ou leurs équipements. Des collaborations ont par exemple été établies avec le MIT, la Texas A&M University, IBM, etc. En étant implantée au cœur de la Silicon Valley, une partie de cette équipe peut aussi travailler en temps réel avec certaines des sociétés et universités les plus innovantes au monde.

6.3.2.4.5 ACTIVITÉS DE DÉTECTION ET DE TRANSFERT DES INNOVATIONS AUX ÉTATS-UNIS

L'industrie énergétique américaine bénéficie de nombreux dispositifs de soutien définis dans *l'American Recovery and Reinvestment Act* et autres textes législatifs. L'innovation est un enjeu majeur pour l'Administration actuelle qui souhaite renforcer la compétitivité américaine dans le domaine des technologies d'énergie propre. Plusieurs centres d'innovation et dispo-

1 NSF 10-312, National Science Foundation, janvier 2010, chiffres provisoires.

2 Source : OCDE.

3 www.doe.gov.

4 NSF 09-320, National Science Foundation, septembre 2009.

5 EPRI, janvier 2009.

sitifs de financement fondés sur un partenariat public-privé sont actuellement en place pour promouvoir un système énergétique plus efficace aux États-Unis.

Afin d'avoir accès à de nouvelles technologies, de nouveaux produits et de nouvelles perspectives commerciales, EDF a décidé de développer aux États-Unis une activité de sourcing et de transfert en innovation qui a commencé début 2010 dans la Silicon Valley. Les innovations sélectionnées devraient dégager une valeur ajoutée dans un délai d'une année et, en cas de succès, être mises en place au sein des filiales ou unités concernées dans les 2 à 5 prochaines années.

Cette équipe vient compléter les deux autres équipes d'EDF dédiées à l'innovation en Asie et en Europe.

6.3.3 Asie/Pacifique

Les activités du groupe EDF conduites par la Direction Asie-Pacifique, se concentrent sur la Chine et sur la région du Grand Mékong, des pays à fort développement.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie et particulièrement en Chine, constitue un enjeu industriel pour le groupe EDF. En complément des projets comme les centrales de type EPR, les nouveaux projets dans cette zone donneront au Groupe l'accès aux innovations technologiques et lui permettront dans le même temps de valoriser son savoir-faire industriel, en particulier nucléaire. EDF maintiendra, ainsi, ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale pour la relance du programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

6.3.3.1 ACTIVITÉS DU GROUPE EDF EN CHINE

Présent depuis plus de 20 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaire, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 4 916 MW (soit 1 676 MW en propre, compte tenu du niveau de participation du Groupe dans ces centrales). En 2009, EDF est aussi devenu investisseur dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR en Chine avec le projet de Taishan Phase I (2 x 1 700 MW). EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement, dans le nucléaire, le thermique charbon le plus avancé sur le plan technologique, l'hydraulique et les énergies renouvelables dont l'éolien.

ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE

• Daya Bay - Ling Ao

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (2 réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté la société propriétaire du groupe chinois China Guangdong Nuclear Power Holding Co., Ltd (« CGNPC ») pour la construction des deux tranches de la centrale de Ling Ao phase I (2 x 1 000 MW), mises en service en 2002 et 2003, EDF apporte aujourd'hui une assistance à la société propriétaire dans le domaine de l'exploitation. Les excellentes performances enregistrées depuis leur mise en service constituent une des principales références du Groupe en Chine.

EDF intervient en assistance à la filiale de CGNPC, China Nuclear Power Engi-

neering Company Ltd (« CNPEC ») sur le projet Ling Ao phase II, qui consiste à construire deux nouvelles tranches de 1 000 MW sur ce site pour une mise en service prévue en 2010.

• Premier accord signé pour un investisseur étranger en Chine dans la production d'électricité nucléaire

Faisant suite au partenariat industriel annoncé en octobre 2006, EDF et l'électricien chinois CGNPC ont concrétisé le 10 août 2008, à Pékin, suivi d'un addendum conclu le 27 novembre 2009, les accords finaux de création d'une joint-venture dénommée « Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited » (« TNPJVC »). Cette société a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong, et de vendre l'électricité produite par la centrale.

La participation d'EDF au sein de TNPJVC s'élève à 30 %. La durée de TNPJVC est fixée à 50 ans, soit la durée maximale autorisée à ce jour pour une joint-venture dans le nucléaire en Chine. Le Groupe devient ainsi pour la première fois investisseur dans la production nucléaire dans ce pays.

Les travaux préliminaires de ce chantier (Taishan Phase 1) ont démarré fin 2007. Des contrats ont été signés avec AREVA et Alstom pour la fourniture, respectivement, des équipements nucléaires et des turbines. Après l'approbation du projet par le Gouvernement chinois en octobre 2009, la construction de l'îlot nucléaire de la centrale de Taishan a commencé avec le coulage du premier béton, moins de deux ans après celui de Flamanville 3. La mise en service de la première unité devrait intervenir fin 2013 et la seconde en 2014. Au pic de la construction, il est prévu que plus de soixante experts EDF devraient être présents au sein de la joint-venture ou sur le site de Taishan. Le succès du projet reposera sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGNPC.

Parallèlement à la création de la joint-venture, les deux groupes ont en effet conclu un contrat d'assistance technique qui prévoit une mise à disposition par EDF de son savoir-faire via le détachement de compétences humaines et la fourniture de documentations techniques à la joint-venture TNPJVC. Premier opérateur nucléaire en Chine, CGNPC apportera son expérience de propriétaire et d'exploitant acquise sur les centrales de Daya Bay et Ling Ao, ainsi que sa connaissance du secteur électrique nucléaire et du tissu industriel chinois.

La création de la joint-venture, dont les documents sociétaires ont été approuvés par le Ministère du Commerce chinois (« MOFCOM ») le 11 décembre 2009, renforce la solide coopération qu'EDF entretient avec la Chine et CGNPC depuis plus de 20 ans. Au titre d'un accord global de coopération signé en 2007, EDF et CGNPC étudieront également l'opportunité de projets communs de développement en Chine et à l'international.

ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ THERMIQUE CHARBON

EDF est présent depuis plus de 11 ans dans la production d'électricité thermique à partir de charbon en Chine.

• Figlec et Synergie

Au 31 décembre 2009, EDF possède 100 % de French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec), la société propriétaire de la centrale de Laibin B (656 MW de puissance nette disponible) et 85 % de Synergie, société chargée de son exploitation et de sa maintenance, les 15 % restants étant détenus par des partenaires locaux. Mise en service en novembre 2000, dans le cadre d'un projet « BOT » (*Build, Operate and Transfer*), la centrale sera transférée au Gouvernement du Guangxi en 2015.

• **Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (« SZPC »)**

Au 31 décembre 2009, le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon, d'une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont 2 sociétés chinoises et CLP de Hong-Kong. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004 et seront rétrocédées aux partenaires chinois à des dates s'étalant entre 2020 et 2028.

• **Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (« DSPC »)**

Début avril 2009, le MOFCOM a approuvé la transaction permettant au groupe EDF de devenir actionnaire à hauteur de 35 %, avec Datang, de DSPC (Datang Sanmenxia Power Generation Company), la société propriétaire de la centrale de Sanmenxia (Province du Henan), mise en service en 2007, d'une capacité installée de 1 200 MW (technologie « Charbon supercritique »). Cette prise de participation est effectuée via une joint-venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. La nouvelle Licence (Business License) de la société a été émise le 26 juin 2009 par l'Administration de l'Industrie et du Commerce. Le groupe Datang est l'actionnaire majoritaire dans DSPC. Un autre partenaire chinois détient 5% des parts de DSPC.

• **Nouveaux projets**

Le Groupe étudie avec des opérateurs de production d'électricité chinois (Genco ou Generation Company) l'opportunité d'éventuelles participations dans de nouvelles centrales au charbon de technologie avancée « Supercritique » ou « Ultra-supercritique ».

ACTIVITÉS DANS LE SECTEUR DU GAZ

• **Budget**

Au 31 décembre 2009, EDF possède 20 % des parts de Budget, une société de conception, de construction et de conseil dans le domaine de la distribution du gaz. Les autres actionnaires sont GDF SUEZ (20 %) et des partenaires locaux.

ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ HYDRAULIQUE

Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF, grâce à ses compétences en ingénierie, est un acteur reconnu pour ses multiples prestations en consultation. Ainsi EDF est intervenu sur plusieurs ouvrages installés en Chine.

AUTRES PARTICIPATIONS ET PERSPECTIVES

EDF étudie l'opportunité d'investir avec ses partenaires chinois dans le secteur éolien, dans le cadre de la nouvelle loi sur le développement des énergies renouvelables promulguée au début de l'année 2006.

Dans le secteur du transport et de la distribution, EDF a remporté plusieurs contrats de consultance.

6.3.3.2 ACTIVITÉS DU GROUPE EDF EN ASIE DU SUD

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique de la zone du Grand Mékong dont la Thaïlande et le Vietnam sont les moteurs économiques. La région du Mékong offre des opportunités de type « *Independent Power Plants* » (IPP), comme Nam Theun 2 (Laos) et Phu My 2.2 (Vietnam). Dans cette perspective, EDF étudie l'intérêt de sa participation, au travers de partenariats, à la conception, à la

construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production thermique, hydraulique et, à plus long terme, nucléaire.

6.3.3.2.1 VIETNAM

À ce jour, EDF possède 56,250 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale à cycle combiné à gaz d'une capacité de 715 MW, mise en service en 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Les autres actionnaires sont les filiales internationales des compagnies japonaises Sumitomo Corporation (28,125 %) et Tokyo Electric Power Company, Inc. (Tepco) (15,625 %). Le contrat « BOT » (*Built, Operate, Transfer*) a une durée de 20 ans. EDF a assuré la livraison clés en main de la centrale et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

En réponse aux besoins de nouveaux moyens de production, EDF a exprimé son intérêt auprès des autorités vietnamiennes pour le développement de projets thermiques, charbon et gaz, de technologies avancées.

EDF est ainsi membre d'un consortium pré qualifié dans le cadre d'un appel d'offres pour un projet de centrale à charbon de 2 x 600 MW et collabore avec un partenaire vietnamien et un partenaire étranger à l'étude de faisabilité d'un autre projet de caractéristiques similaires.

6.3.3.2.2 LAOS

À ce jour, le groupe EDF détient 35 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 d'une puissance installée de 1 070 MW. Les autres actionnaires sont 2 sociétés thaïlandaises, EGCO (Energy Generating Company) à hauteur de 25 %, ITD (Italian-Thai Development Company) à hauteur de 15 %, ainsi qu'une société d'état laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. Le groupe EDF est également titulaire du contrat « clés en main » de la réalisation des ouvrages. À travers la société NTPC, EDF exploitera la centrale pendant 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le Gouvernement du Laos. La Thaïlande sera l'acheteur principal de l'électricité produite (95 %) ; le Laos celui du solde restant (5 %).

À ce jour, les travaux principaux sont terminés et le réservoir a été rempli pour la seconde fois pendant la saison des pluies 2009. Les tests à pleine puissance effectués fin 2009 ont été satisfaisants. L'exploitation commerciale avec l'*Electricity Generating Authority of Thailand* (« EGAT »), l'électricien Thaïlandais, des quatre groupes de type « Francis » (4 x 250 MW) a débuté en mars 2010. La mise en service commerciale de l'ensemble du complexe hydroélectrique est à ce jour programmée pour la mi-2010.

Les mesures sociales et environnementales prévues par le contrat de concession, sont en grande partie mises en place. Début 2008, soit plusieurs mois avant la mise en eau du réservoir, les villageois impactés avaient rejoint leurs maisons dans les nouveaux villages en bordure du réservoir. La deuxième récolte de riz dans les champs défrichés en 2008 a eu lieu en octobre 2009. La pêche sur le réservoir et les activités de la scierie (*Village Forestry Association*) contribuent à l'amélioration des revenus des villageois relogés. La société de projet met également en œuvre des mesures environnementales et sociales destinées à minimiser les impacts potentiels de la restitution des débits turbinés à l'aval de la centrale hydroélectrique.

Une attention particulière est portée à la surveillance de la qualité de l'eau dans le réservoir et en aval. À cet effet, EDF a mis en place avec la société de projet, un laboratoire d'analyse de la qualité de l'eau du réservoir. Par ailleurs, un seuil déversant dans le canal aval contribue à l'oxygénation des débits turbinés.

6.3.3.2.3 THAÏLANDE

Fin 2009, EDF a achevé ses prestations de consultance pour MEA (société de transport et distribution de Bangkok) relatives à la réalisation d'un poste de transformation et à des liaisons par câbles souterrains dans l'agglomération de Bangkok.

6.3.4 Amérique Latine

En Amérique Latine, le groupe EDF n'est désormais présent que sur le marché brésilien suite à l'achèvement en 2008 de sa politique de désengagement au sein des sociétés situées en Argentine et au Mexique dans lesquelles il détenait une participation.

6.3.4.1 BRÉSIL

Dans une optique de positionnement sur le long terme, EDF a signé, le 23 décembre 2008, avec les sociétés brésiliennes Eletrobras et Eletronuclear, un accord de coopération dans les domaines hydraulique et nucléaire, d'une durée de 5 ans. L'accord définit les conditions pour mener en commun les études de faisabilité d'un nouveau projet hydroélectrique dans l'État de Para au Brésil (complexe de cinq ouvrages hydroélectriques sur la rivière Tapajos, en Amazonie, d'une capacité totale de 10 682 MW), et organiser le partage d'expériences et de bonnes pratiques concernant le déploiement du nouveau programme électronucléaire brésilien.

Le 17 juillet 2009 à Paris, un accord de coopération technique (« Technical Cooperation Agreement ») a été signé entre EDF, Eletrobras, Eletronorte et Camargo Correa : il organise les activités d'études de faisabilité technique, économique et environnementale du complexe hydroélectrique de Tapajos. De manière spécifique, l'accord établit l'organisation, la répartition des rôles et des responsabilités entre les parties, et le calendrier pour chacun des cinq ouvrages, jusqu'à l'obtention des licences préliminaires avant la mise aux enchères publiques.

6.3.4.1.1 LIGHT

Le 17 juillet 2009, le groupe EDF a cédé l'intégralité de sa participation résiduelle dans la société Light pour un montant de 321 millions de reais (116 millions d'euros).

6.3.4.1.2 UTE NORTE-FLUMINENSE

Le groupe EDF détient 90 % de UTE Norte-Fluminense, société qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à cycle combiné gaz de UTE Norte-Fluminense d'une puissance installée de 869 MW et située dans l'État de Rio de Janeiro. UTE Norte-Fluminense met 725 MW à disposition de Light aux termes d'un *Power Purchase Agreement* (« PPA ») d'une durée de 20 ans. Le solde est vendu sur le marché libre de l'électricité. UTE Norte-Fluminense a vendu 6 409 GWh en 2009.

6.3.5 Afrique

En Afrique, le Groupe n'est désormais présent que sur le marché de la production de la Côte d'Ivoire et à travers les sociétés de services décentralisés de la Mission Accès à l'énergie.

6.3.5.1 CÔTE D'IVOIRE

Au 31 décembre 2009, EDF détient indirectement 32,85 % de la société propriétaire (Azito Énergie) et directement 50 % de la société d'exploitation de la centrale d'Azito (Azito O&M SA). Située près d'Abidjan, la centrale, d'une capacité de 289 MW, comprend deux turbines à gaz alimentées par du gaz naturel d'origine ivoirienne. Azito Énergie exploite la centrale depuis 1999 et détient une concession accordée par le Gouvernement ivoirien jusqu'en 2022. Elle a fourni au réseau en énergie nette 2 088 GWh d'électricité en 2009. L'intégralité de la production est revendue à l'opérateur national ivoirien.

6.3.5.2 AFRIQUE DU SUD

En cohérence avec les perspectives de croissance soutenue de l'économie, le Gouvernement sud-africain prévoit un doublement de la puissance électrique installée de 44 à 80 GW d'ici 2030, dont une part significative devrait être confiée au nucléaire. À l'issue d'une consultation sur la fourniture de 3 500 MW nucléaires, l'électricien national Eskom a déclaré fin 2008 l'appel d'offres infructueux en raison de l'importance du montant de l'investissement dans un contexte de crise économique et financière. Depuis, le dossier est repassé sous l'égide du Gouvernement sud-africain et celui-ci maintient sa volonté d'avoir recours au nucléaire dans son futur bouquet énergétique.

6.3.5.3 MISSION ACCÈS À L'ÉNERGIE

Depuis 2001, le Groupe développe un programme d'accès à l'énergie dans les pays en développement. Dans les zones rurales éloignées des réseaux électriques, le programme intervient par la création de petites sociétés de services énergétiques, alimentant les familles et les petites activités économiques (Maroc, Mali, Afrique du Sud). À fin 2009, environ 310 000 personnes bénéficient des services énergétiques de ces sociétés.

Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec d'autres acteurs industriels tels que Total ou Nuon et cherche à associer, désormais de manière systématique, des acteurs locaux susceptibles de prendre le relais lorsque les conditions d'une exploitation rentable et durable sont réunies.

En Afrique du Sud, EDF détient à ce jour une participation de 50 % dans la société KES (Kwazulu Energy Services). En juin 2009, un nouvel opérateur local, Calulo, est entré au capital de KES à hauteur de 15 %. Le solde de 35 % est détenu par Total. Créée en 2002, la société KES dessert près de 45 000 personnes via des kits photovoltaïques dans le KwaZulu-Natal. Depuis 2007, KES étend son activité à l'Eastern Cape, pour servir environ 250 000 personnes en 2012 (13 000 fin 2009) sur les deux provinces.

Au Mali, la participation d'EDF de 70 % dans la société Korayé Kurumba (KK) a été cédée le 6 juillet 2009 à un GIE, appelé « Gole Kanu », constitué par les employés de la société. EDF a signé, avec la société KK, un contrat de coopération aux termes duquel EDF apportera un appui, sous forme de conseils techniques, administratifs et de formation.

Au Maroc, Temasol (société détenue par EDF et Total via leur filiale commune Tenesol), dessert plus de 186 000 personnes avec des kits photovoltaïques.

6.4

Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

6.4.1.1 ÉNERGIES NOUVELLES

Le développement des énergies renouvelables est devenu une réalité, principalement en Asie (Chine), en Europe et aux États-Unis : en 2009, 38 000 MW d'éolien ont été installés dans le monde, dont environ 13 000 MW en Chine, 10 500 MW en Europe et 9 900 MW aux États-Unis. En Europe, les capacités installées éoliennes en 2009 pour l'Espagne, l'Allemagne, l'Italie et la France sont respectivement de 2 459 MW, 1 917 MW, 1 114 MW et 1 088 MW. La capacité cumulée installée atteint désormais près de 158 000 MW d'éolien dans le monde, dont plus de 76 000 MW en Europe, plus de 35 000 MW aux États-Unis et environ 39 000 MW en Asie¹.

Le développement concerne aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse et le solaire. L'hydraulique est en effet arrivée à saturation dans beaucoup de pays.

Leader européen en matière d'énergies renouvelables grâce à l'hydraulique, le groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables, et en priorité la production éolienne et solaire. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D. Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de Développement Durable du Groupe (voir section 6.4.3.2 (« La politique environnementale ») ci-dessous). Enfin, EDF favorise le développement des énergies réparties comme le photovoltaïque, les pompes à chaleur et le bois.

6.4.1.1.1 PRÉSENTATION DES ÉNERGIES NOUVELLES

L'énergie éolienne

L'éolienne ou aérogénérateur est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. On distingue :

- Éolien terrestre (« onshore »)

Il s'agit d'une filière mature, avec des éoliennes dans la gamme des 2 à 3 MW. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 3 GWh, selon la qualité du site et le type de machines.

La progression de l'éolien est particulièrement soutenue par les mesures économiques incitatives dans la plupart des pays. Le principal vecteur du développement de cette énergie du groupe EDF est EDF Énergies Nouvelles, qui peut s'appuyer sur la Direction Recherche et Développement d'EDF pour l'expertise et le suivi technique.

Les filiales EDF Energy, EnBW et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation et de projets en développement.

La production d'électricité d'origine éolienne du groupe EDF a atteint 4 757 GWh en 2009, dont 4 255 GWh pour EDF Énergies Nouvelles.

- Éolien maritime (« offshore »)

Considéré comme un nouvel espace de développement, l'éolien « offshore » est cependant nettement plus onéreux en terme d'investissement, avec une exploitation/maintenance plus difficile et des raccordements au réseau plus onéreux. En revanche, du fait de vents plus réguliers, le productible est supérieur (1MW installé produit 3 à 4 GWh), et les puissances unitaires pourraient être supérieures (3 à 5 MW). Il s'agit d'une filière en émergence, dans laquelle le groupe EDF a pris des positions sur des parcs de petite taille pour accroître ses compétences : parc C-Power désormais en exploitation pour ses 6 premières éoliennes en Belgique (avec EDF Énergies Nouvelles), et le parc Baltic One, en mer Baltique (parc en construction en partenariat avec EnBW).

L'énergie solaire

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

En 2009, le marché du photovoltaïque a connu en France un essor important, la capacité installée étant passée de 105 à 250 MW. La France est ainsi passée du douzième au septième rang mondial en terme de capacité installée (source : 2^e baromètre PriceWaterhouseCoopers sur l'état de la filière photovoltaïque en France).

C'est la filiale EDF Énergies Nouvelles qui porte principalement la stratégie de développement du groupe EDF dans les énergies nouvelles. Pour la production centralisée, la filiale dispose de 220 MWc en service ou en construction au 31 décembre 2009, dépassant ainsi largement l'objectif de 100 à 150 MWc bruts qu'elle s'était fixé début 2009. Pour 2012, EDF Énergies Nouvelles s'est fixé un objectif de capacité installée de 500 MWc nets dans le solaire photovoltaïque. Elle intervient via la filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (50 % EDF Énergies Nouvelles, 50 % EDF) pour tout ce qui concerne les productions intégrées au bâti (photovoltaïque en toiture, solaire thermique, pompes à chaleur et énergie bois).

Le groupe EDF offre ainsi des solutions à partir d'énergies renouvelables à des clients résidentiels, industriels et à des clients de type collectivité locale. L'objectif est de se positionner sur le relais de croissance futur constitué par des offres intégrées résidentiel-tertiaire-collectivités locales à base de solaire photovoltaïque, solaire thermique, pompes à chaleur et énergie bois.

L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre : en moyenne, 3 °C tous les 100 mètres. Dans certaines régions du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, eau ou vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres. La vapeur d'eau extraite du sous-sol est utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source d'énergie. Une circulation d'eau est entretenue entre deux puits forés dans le sol : l'eau versée dans l'un des puits se réchauffe au passage dans les roches sèches et ressort sous forme de vapeur (« Enthalpie »). EDF est partenaire d'un Groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et fracturées à Soultz (Alsace).

¹ Source : Global Wind Energy Council.

Les ressources de haute température de la France sont également situées dans les départements d'Outre-Mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment à travers sa participation dans la société Géothermie Bouillante (détenue à hauteur de 30 %) en Guadeloupe.

La biomasse

Les technologies à base de biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien et de la géothermie, la biomasse peut également contribuer à l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Par le biais de ses participations, notamment dans la société Dalkia, le groupe EDF détient des parts en France et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible.

EDF Énergies Nouvelles détient par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % SIF Energies Iberica, en partenariat avec Hermanos Santa Maria (un producteur d'huile d'olive), une usine située à Lucena (Andalousie) de 26 MW.

Autres technologies

En anticipation et prise de position sur des solutions technologiques nouvelles, le groupe EDF consacre un effort de recherche et développement important sur des sujets porteurs de relais de croissance à moyen terme : hydrolien (turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque film mince, géothermie profonde).

En octobre 2008, le groupe EDF a retenu la société irlandaise OpenHydro Group Ltd. pour construire les premières hydroliennes sur le site de Paimpol-Bréhat (Côtes d'Armor), dans le cadre de son projet pilote de réalisation de ferme hydrolienne pour produire de l'électricité à partir de l'énergie contenue dans les courants de marées. La coopération avec OpenHydro porte sur l'installation de 4 à 6 hydroliennes, d'une capacité totale de 2 à 3 MW, qui devraient être raccordées progressivement au réseau de distribution d'électricité à partir de 2011. Totalement immergées et faciles à déplacer, elles peuvent être néanmoins émergées pour des opérations de maintenance. Le démonstrateur mis en place à Paimpol-Bréhat permettra de tester la technologie en conditions réelles et d'évaluer précisément son impact sur le milieu marin dans le cadre de différentes études. La zone de Paimpol-Bréhat, qui bénéficie de courants dont les niveaux d'intensité sont parmi les plus élevés de France, pourrait accueillir, dans l'avenir, d'autres essais de technologies pilotés par EDF. L'engagement de ce projet illustre l'implication du groupe EDF en faveur du développement des énergies de la mer et sa volonté de renforcer ses compétences et de contribuer au développement d'une filière industrielle à l'horizon 2020, aux côtés, notamment, de l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer).

6.4.1.1.2 EDF ÉNERGIES NOUVELLES

L'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Énergies Nouvelles dont l'objectif est d'atteindre une capacité nette installée de 4 200 MW fin 2012 dont 500 MWC de solaire photovoltaïque.

Actionnariat d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles a été introduite en bourse en novembre 2006. Ses actions ont été admises à la cotation sur Nyse Euronext Paris le 28 novembre 2006. À l'issue de l'introduction en bourse, le capital d'EDF Énergies Nouvelles

est réparti de la façon suivante : 50 % détenu par EDF, 25,1 % détenu par le groupe Mouratoglou et 24,9 % dans le public (y compris les salariés).

Afin d'organiser leurs relations à l'issue de l'introduction en bourse d'EDF Énergies Nouvelles, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou ont conclu un pacte d'actionnaires en juillet 2006 ayant pour objet de définir le projet d'entreprise d'EDF Énergies Nouvelles, de préciser la répartition des sièges au conseil d'administration de la société, les règles de gouvernance ainsi que les engagements relatifs au transfert par Monsieur Paris Mouratoglou et SIF Luxembourg (le « groupe Mouratoglou »), de tout ou partie de leurs titres EDF Énergies Nouvelles.

Aux termes du pacte d'actionnaires, le groupe EDF dispose, sous certaines conditions, d'un droit de préférence en cas de transfert de tout ou partie de la participation du groupe Mouratoglou à un tiers identifié. En outre, dans l'hypothèse où la participation du groupe Mouratoglou dans EDF Énergies Nouvelles deviendrait inférieure à 10 % du capital d'EDF Énergies Nouvelles (à l'issue de l'introduction en bourse), le pacte prévoit que le groupe Mouratoglou pourrait imposer à EDF de lui racheter le solde de sa participation par le biais d'une option de vente envers EDF. Réciproquement, à défaut d'exercice par le groupe Mouratoglou de l'option de vente, le groupe EDF pourra obliger le groupe Mouratoglou à lui céder le solde de sa participation dans EDF Énergie Nouvelles par le biais d'une option d'achat envers le groupe EDF. Enfin, le groupe Mouratoglou s'est engagé, aux termes du pacte d'actionnaires, à ne pas exercer d'activité concurrente à celle d'EDF Énergies Nouvelles et ses filiales sur le territoire français ainsi que dans tous les pays où la société exerce ou exercera ses activités, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une filiale.

En raison de l'existence du pacte d'actionnaires, les groupes EDF et Mouratoglou ont déclaré, le 13 novembre 2006, à l'AMF agir de concert vis-à-vis d'EDF Énergies Nouvelles.

Le 3 septembre 2008, EDF Énergies Nouvelles a lancé une augmentation de capital de 500 millions d'euros avec maintien du droit préférentiel de souscription afin de financer son développement dans la filière solaire photovoltaïque. Les principaux actionnaires de la société, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, ont souscrit à l'augmentation de capital à hauteur de leurs participations respectives, soit au total 75,1 % du capital. Ainsi à l'issue de l'opération, la répartition du capital d'EDF Énergies Nouvelles est inchangée : 50 % détenu par EDF, 25,1 % détenu par le groupe Mouratoglou et 24,9 % dans le public (y compris les salariés). L'opération s'est traduite par l'émission de 15 513 683 actions nouvelles.

Activités d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles exerce plusieurs activités :

- développement, construction et exploitation d'actifs de production d'électricité, à partir d'énergies renouvelables ;
- vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits ;
- exploitation et maintenance de parcs éoliens pour compte propre et pour compte de tiers (principalement aux États-Unis).

EDF Énergies Nouvelles est présent en Europe dans les pays disposant d'un fort potentiel de développement des énergies renouvelables et particulièrement de l'éolien (France, Portugal, Grèce, Royaume-Uni, Italie et Turquie) ainsi qu'en Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique). EDF Énergies Nouvelles est également présent en Belgique, en Espagne, en Allemagne et en Bulgarie.

Le tableau suivant présente la capacité installée d'EDF Énergies Nouvelles par filière et par pays au 31 décembre 2009 :

(Capacité installée en MW au 31 décembre 2009)	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾
ÉOLIEN		
France	368,4	324,8
Portugal	495,8	302,9
Grèce	187,4	165,3
Italie	291,4	138,4
Royaume-Uni	177,2	138,2
Turquie	94,0	34,7
Belgique	30,0	5,5
Allemagne	3,0	3,0
États-Unis	965,3	882,3
Mexique	37,5	37,5
TOTAL ÉOLIEN	2 650,0	2 032,6
SOLAIRE		
Italie	18,9	11,6
France	25,9	25,9
Espagne	6,7	1,3
États-Unis	6,0	6,0
Canada	23,4	23,4
TOTAL SOLAIRE	80,9	68,2
AUTRES FILIÈRES	214,5	156,2
TOTAL	2 945,4	2 257,0

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Énergies Nouvelles est actionnaire.

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Énergies Nouvelles.

Outre l'éolien, EDF Énergies Nouvelles a fait du solaire photovoltaïque son deuxième axe de croissance (avec 80,9 MWC bruts installés au 31 décembre 2009). La société est également présente dans la petite hydraulique (avec 128,4 MW bruts installés au 31 décembre 2009) et la biomasse, avec 26 MW bruts installés au 31 décembre 2009, ainsi que dans le biogaz (3 MW bruts installés au 31 décembre 2009). EDF Énergies Nouvelles exploite également, dans le cadre de ses activités historiques, des centrales thermiques et de cogénération (57,1 MW bruts installés au 31 décembre 2009).

EDF Énergies Nouvelles employait 2 439 personnes (y compris EDF Énergies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2009.

Développements dans l'éolien

Au cours de l'exercice 2009, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi à un rythme soutenu son développement dans l'éolien, axe principal de sa croissance.

Ainsi, EDF Énergies Nouvelles a augmenté de 619,4 MW ses capacités de production au cours de l'année totalisant ainsi, au 31 décembre 2009, 2 650 MW bruts d'éolien. Les mises en service¹ de parcs ont eu lieu principalement aux États-Unis (252,6 MW) et au Mexique (37,5 MW), en France (105 MW), en Italie (57,3 MW), en Turquie (45 MW), en Grèce (38 MW), au Royaume-Uni (34 MW) et en Belgique (30 MW).

Ainsi, en France, EDF Énergies Nouvelles a mis en service les parcs de Bassin de Thau (26 MW), Canton de Bonneval (24 MW), Sauveterre (12 MW), Les Barthes (12 MW), Fiennes (11,5 MW), Castanet (11,5 MW) et Veulette (8 MW). En Grèce, le Groupe a mis en service le parc de Viotia 2 (38 MW).

En Italie, le parc de Minervino (32 MW) et la première tranche du parc de Monte Grighine (25,3 MW sur un total de 98,9 MW) ont été mis en exploitation. Au Royaume-Uni, le parc de Long Park (38 MW) a été mis en service. EDF Énergies Nouvelles a également mis en service la première tranche du parc *offshore* C-Power (30 MW) en Belgique. En Turquie, le Groupe a mis en service la première tranche du parc de Soma 1 (45 MW sur un total de 79,2 MW). Aux États-Unis, le Groupe a mis en service deux parcs d'envergure : Shiloh II (150 MW) et Hoosier (106 MW). Enfin, la première tranche du parc de La Ventosa (37,5 MW sur un total de 67,5 MW) a été réalisée au Mexique.

Au 31 décembre 2009, EDF Énergies Nouvelles dispose de 713,4 MW en construction (dont 365,2 MW nets) et d'un portefeuille de projets éoliens s'élevant à 13 860 MW.

Dans le cadre de son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, EDF Énergies Nouvelles a finalisé dans l'éolien au cours de l'année la vente du parc de Fierville (28 MW) en France ainsi que d'une partie du projet de Spearville (48 MW) et du parc de Crane Creek (99 MW) aux États-Unis. Au 31 décembre 2009, 401 MW de contrats ont été signés par EnXco, filiale américaine d'EDF Énergies Nouvelles, auprès de compagnies électriques américaines pour une livraison des parcs en 2010 et 2011.

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son approvisionnement en turbines en signant en mars 2009, un accord avec le développeur canadien de projets d'énergies renouvelables Skypower pour l'achat de 270 MW de turbines G.E. livrables en 2009 ainsi qu'un accord portant sur 74 MW de turbines Vestas à destination du parc de Bonorva en Sardaigne. EDF Énergies Nouvelles a également signé deux contrats avec REPower fin 2009. Le premier porte sur 954 MW et permettra de couvrir les besoins pour la construction de cinq

1 Nettes de cessions de capacités.

parcs éoliens en cours de développement au Canada. Le second, signé par EnXco, porte sur 143,5¹ MW et permettra de couvrir les besoins d'un projet éolien situé sur la côte Ouest des États-Unis. Au total, au 31 décembre 2009, 2 523 MW de turbines sont sécurisés.

Dans le cadre de son développement à l'international, EDF Énergies Nouvelles a signé en mai 2009 un accord stratégique avec le développeur danois de parcs éoliens Greentech. Cet accord porte sur l'acquisition de 50 % du projet italien de Monte Grighine (98,9 MW) et sur un partenariat donnant à EDF Énergies Nouvelles l'option de participer à hauteur de 50 % à tous les projets du portefeuille de Greentech en Italie et en Pologne, qui représentent environ 850 MW.

Développement de la filière solaire photovoltaïque

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque son deuxième axe de développement prioritaire. En 2009, la capacité solaire installée s'élève à 80,9 MWC bruts. Ces réalisations se situent en Italie (18,9 MWC), en France (25,9 MWC), en Espagne (6,7 MWC) mais aussi au Canada (23,4 MWC) et aux États-Unis (6 MWC). Au 31 décembre 2009, le Groupe totalise 138,8 MWC bruts en construction.

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son approvisionnement en panneaux solaires. Ainsi, l'accord d'approvisionnement avec First Solar, le principal fournisseur du Groupe en panneaux de couches minces, a été étendu en 2009 à 452 MWC. Le Groupe a également signé avec ce même fournisseur un accord portant sur la construction de la plus grande usine française de fabrication de panneaux solaires. La capacité initiale de cette usine sera de plus de 100 MWC par an. Aux termes de l'accord, EDF Énergies Nouvelles financera la moitié de l'investissement et des coûts de démarrage de l'usine et bénéficiera, pour son propre approvisionnement, de la totalité de la production du site pendant les dix premières années.

Au 31 décembre 2009, EDF Énergies Nouvelles a également sécurisé 168 MWC de panneaux en silicium cristallin et en silicium amorphe.

Au total, 620 MWC de panneaux photovoltaïques ont été sécurisés pour les années 2010 à 2012, dont une partie sous forme d'option (hors panneaux Nanosolar et production de l'usine First Solar).

6.4.1.1.3 AUTRES PARTICIPATIONS DANS LE SECTEUR DES ÉNERGIES NOUVELLES

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR)

La société EDF ENR, détenue à 50 % par EDEV et 50 % par EDF Énergies Nouvelles, porte le développement d'EDF dans le domaine des énergies renouvelables produites sur le lieu de consommation (photovoltaïque en toiture, pompe à chaleur, chauffage bois et chauffe-eau solaire). EDF ENR intervient ainsi sur 3 registres complémentaires :

- en tant que société développant un modèle d'affaires multi-énergies sur des offres packagées de fourniture d'énergies réparties ;
- en tant que holding pour les filiales intervenant sur les énergies renouvelables réparties : Photon Power Technologies, Tenesol, SUPRA, Ribo, Giordano, Gaïapac (société commune à 50 % EDF ENR et à 50 % Stiebel Eltron), Captelia (société commune à 50 % avec Imérys Terre cuite pour le développement des tuiles photovoltaïques) ;
- en tant que partenaire industriel dans le développement de nouveaux procédés photovoltaïques : PV Alliance, Apollon Solar et Nanosolar.

¹ Sous réserve des conditions suspensives liées à la réalisation du projet.

Photon Power Technologies

Photon Power Technologies est détenue à 51 % par EDF ENR depuis fin janvier 2009 (contre 20 % à fin décembre 2008). Elle intervient, via sa filiale à 100 % Photon Technologies SAS, dans la commercialisation et l'installation de systèmes photovoltaïques pour le compte d'EDF ENR et pour son compte propre dans le secteur du marché d'affaires pour la vente de systèmes clé en main.

Photon Power Industries

Cette société, détenue à 70 % par EDF ENR et à 30 % par Photon Power Technologies, porte une participation minoritaire dans la société Silpro, ayant eu pour objet la construction d'une usine de purification du silicium en Provence. Le 4 août 2009, le Tribunal de commerce de Manosque a prononcé la liquidation judiciaire de Silpro. En effet, dans le contexte actuel de crise financière et de baisse de la demande de silicium, Silpro a fait face à d'importantes difficultés de financement.

Tenesol

EDF ENR détient, conjointement avec Total, 50 % du groupe Tenesol qui fabrique des modules photovoltaïques et les commercialise.

SUPRA

La société SUPRA, détenue à 82,46 % par EDF ENR, fabrique, notamment sous les marques SUPRA et Richard Le Droff, des cheminées, des foyers fermés et des poêles à bois. Elle a aussi une activité de négoce d'appareils électriques principalement de chauffage.

Ribo

Ribo est détenue à 100 % par EDF ENR et développe des systèmes de chauffage utilisant les pompes à chaleur air/air destinés aux logements individuels (maisons neuves ou en rénovation lourde) et collectifs (réhabilitation du chauffage électrique en secteur social).

Giordano

EDF ENR détient 25 % de cette société qui intervient principalement sur le solaire thermique (chauffe-eau solaires).

Gaïapac

Cette société commune avec Stiebel Eltron (50/50) produit des pompes à chaleur air/eau haute performance, produit qui vient en substitution des chaudières fioul ou gaz dans les maisons dotées d'un système de chauffage à boucle d'eau chaude.

Captelia

Cette société commune avec Imérys Terre Cuite (50/50) développe un système de tuiles photovoltaïques pour commercialisation par le groupe EDF ENR et par le groupe Imérys.

6.4.1.2 TIRU

Tiru est une filiale à 51 % du groupe EDF (le reste de l'actionariat étant réparti entre GDF SUEZ à 25 % et Veolia à 24 %), spécialisée dans la valorisation énergétique des déchets sous forme d'électricité et de vapeur destinée au chauffage urbain ou à des usages industriels. Pionnier des énergies renouvelables, Tiru est depuis sa création en 1922 un producteur d'énergie verte. Il exerce son activité principalement en prestations pour le compte de collectivités locales et regroupements intercommunaux, ainsi que de parte-

naires industriels. En 2009, ses 22 unités de traitement thermique (incinération) ou biologique (méthanisation), présentes en France, Grande-Bretagne, Espagne et Canada, ont vendu 400 000 MWh d'électricité et 3 100 000 MWh de vapeur à partir de 3,4 millions de tonnes de déchets traités. En France, l'énergie verte issue des déchets constitue, en volume de production, la deuxième source d'énergie renouvelable après l'hydraulique.

Les unités de traitement, en valorisant la biomasse (déchets organiques - déchets verts) contenue chaque jour dans les poubelles, contribuent à lutter contre l'effet de serre. À chaque fois que Tiru valorise 1 tonne de déchets ménagers, 0,2 tonne de pétrole est économisée. Par ailleurs, la valorisation des déchets permet également, selon les processus mis en œuvre, de trier et recycler métaux (55 000 tonnes), mâchefers (520 000 tonnes) et autres types de déchets tels que plastiques et papiers (190 000 tonnes). Tiru constitue donc une des sociétés du groupe EDF en pointe dans le développement de la filière énergies renouvelables.

6.4.1.3 ÉLECTRICITÉ DE STRASBOURG

Électricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 89,07 % par EDF, et dont les actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris. Le solde des actions est détenu par le public.

Électricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 376 communes bas-rhinoises avec 376 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 1999 pour une durée de 40 ans et dessert environ 80 % de la population du département du Bas-Rhin. Au titre de son activité de distribution d'électricité, Électricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés et a ainsi institué au 1^{er} janvier 2004 un Gestionnaire de Réseaux de Distribution indépendant au sein de l'entreprise intégrée.

Après accords des sociétés mère et fille lors des assemblées générales de mai 2009 et conformément aux termes de la loi relative au secteur de l'énergie, qui demande aux entreprises de plus de 100 000 clients de procéder à une séparation juridique des activités de gestionnaire des réseaux et de fourniture d'énergies, Électricité de Strasbourg a filialisé son activité de commercialisation en créant la société ÉS Énergies Strasbourg. Cette filialisation a pris effet rétroactivement au 1^{er} janvier 2009.

ÉS Énergies Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 461 300 clients et a vendu 6,3 TWh d'électricité et 0,2 TWh de gaz en 2009.

ÉS Énergies Strasbourg en tant que distributeur non nationalisé bénéficie de conditions d'achat spécifiques du tarif de cession pour sa clientèle régulée. En revanche, pour les autres clients, l'approvisionnement se réalise à des conditions relevant de la logique du marché de l'énergie (en opérant sur les marchés de gré à gré et sur Powernext), étant entendu que pour environ 40 % de ces besoins, ÉS Énergies Strasbourg a pu conclure des contrats à long terme d'accès à la production.

Électricité de Strasbourg met en œuvre depuis début 2008 son plan de développement stratégique 2008-2012.

6.4.1.4 DALKIA

Leader sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un produit des activités ordinaires (« PAO ») de 6 854 millions d'euros en 2009 sur son périmètre consolidé (périmètre consolidé : Dalkia France 99,9 % ; Dalkia International 75,8 % ; Dalkia Investissement 50 % ; Edenkia 50 %) (source : Rapport Annuel Dalkia 2009). Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation en Europe.

ACTIVITÉS DE DALKIA

Le métier de Dalkia repose sur la gestion optimisée des énergies. Dalkia a progressivement décliné une gamme d'activités autour de la gestion énergétique : réseaux de chaleur et de froid, services thermiques et multi-techniques, utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production, services intégrés de gestion globale de bâtiments et prestations électriques sur voie publique.

Dalkia promeut les énergies renouvelables et les énergies alternatives telles que la cogénération, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou l'énergie géothermique.

DÉTAIL DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS LA HOLDING DE DALKIA

Au 31 décembre 2009, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de la société holding de Dalkia, constituée sous forme de société par actions simplifiée. Le groupe EDF détient cette participation depuis décembre 2000 après avoir réalisé des opérations incluant l'apport en nature de certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia. Le solde du capital de Dalkia est détenu, à hauteur de 66 %, par Veolia Environnement, société dont les actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext à Paris et New York. EDF détient 3,71 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2009.

PACTE D'ASSOCIÉS

Le pacte d'associés conclu le 4 décembre 2000 entre EDF et Veolia Environnement, modifié par un avenant en date du 19 avril 2005, contient une clause de changement de contrôle en vertu de laquelle chaque partenaire bénéficie du droit de racheter à l'autre, s'il venait à être contrôlé par un tiers concurrent, la totalité de sa participation dans Dalkia. Il confère également à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

6.4.1.5 AUTRES PARTICIPATIONS

Enfin, outre des participations au sein d'ELD (SMEG, Enercal, Électricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifiques — production, combustible, ingénierie — aux missions du Groupe, et plus particulièrement de la Direction Production-Ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France. Ces sociétés sont les suivantes :

- Cofiva, holding du groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie ;
- SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustibles pour le compte du groupe EDF ;
- SOCODEI, spécialisée dans le traitement des déchets faiblement radioactifs.

6.4.2 Activités Gaz

Le groupe EDF est présent sur le marché final du gaz naturel principalement au travers d'EDF Energy (Royaume-Uni), EnBW (Allemagne), Edison (Italie), EDF Belgium et SPE (Belgique) et EDF en France (voir sections 6.3.1.1.2 (« EDF Energy »), 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW »), 6.3.1.3.1 (« Edison »), 6.3.1.4.2 (« Benelux »)). Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations notamment relatives aux interventions sur les marchés de gros.

En 2009, les ventes de gaz du groupe se sont élevées à 213 TWh.¹

6.4.2.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE DU MARCHÉ EUROPÉEN DU GAZ NATUREL

Le contexte réglementaire du marché du gaz fait l'objet de développements spécifiques à la section 6.5.2 (« Législation relative au marché du gaz »).

6.4.2.2 ORIENTATION DU GROUPE EDF DANS LE DOMAINE DU GAZ NATUREL

Le Groupe entend continuer à développer ses activités gazières en France et en Europe. Ainsi, le Groupe souhaite conforter sa place d'acteur de taille européenne sur le marché du gaz.

Le Groupe a un objectif de part de marché moyenne des ventes en volumes aux clients finals sur la zone regroupant France, Royaume-Uni, Allemagne, Belgique et Italie proche de 15 % à terme.

En France, le Groupe poursuit une stratégie commerciale qui vise à fidéliser les clients les plus attractifs et à accroître la valeur de son portefeuille client, tout en s'inscrivant dans la démarche du Grenelle Environnement :

- en ciblant les clients à forte valeur ;
- en répondant aux attentes exprimées des clients d'offres bi-énergie électricité-gaz ; et
- en capitalisant sur l'expérience du Groupe, et notamment sur la marque « Bleu Ciel d'EDF » pour le marché des clients résidentiels.

Les ventes de gaz naturel en France d'EDF à ses clients finals ont atteint environ 18,5 TWh en 2009. Au 31 décembre 2009, environ 530 000 clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel.

En Allemagne, en Italie et au Royaume-Uni, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive.

En Belgique, EDF a acquis 51 % de la société SPE. Au 31 décembre 2009, SPE possède des centrales à gaz d'une puissance installée totale de 1 146 MW et a vendu en 2009 un volume de gaz de 21,1 TWh à environ 493 000 clients. EDF a développé aux Pays-Bas une centrale à cycle combiné au gaz naturel avec la société Delta, qui a été mise en service à la fin de l'année 2009.

Afin d'accompagner le développement de ses activités gazières, le Groupe entend sécuriser ses approvisionnements par la poursuite de la constitution d'un portefeuille diversifié, sûr et flexible d'actifs physiques et contractuels aussi bien liés à l'obtention de gaz naturel (contrats d'achat, réserves) qu'aux capacités logistiques (gazoducs, chaîne GNL, stockage).

Les projets engagés ou futurs visent à permettre au Groupe de conclure des négociations directes auprès des producteurs, lui permettant d'accroître son indépendance à l'égard de ses concurrents pour ses approvisionnements et d'en améliorer la compétitivité. Ils devraient également élargir le potentiel de synergies intragroupes dans la gestion et l'optimisation de ses positions amont / aval. Par ailleurs, l'augmentation du volume manipulé lui permettra d'accroître sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs.

EDF entend proposer aux producteurs des partenariats innovants en s'appuyant sur ses compétences et son savoir-faire. Dans cet esprit, EDF et Gazprom ont signé le 27 novembre 2009 un accord-cadre ouvrant la possibilité pour EDF de participer à la construction de la section sous-marine

¹ Ventes des sociétés EDF, EDF Belgium, EDF Energy, EnBW, Edison, SPE, Estag (Autriche), BE ZRt (Hongrie), Zielona Gora (Pologne), PEC Tarnobrzeg (Pologne) et MECO (Vietnam) prises à 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaires). L'activité gaz d'EDF Trading n'est pas prise en compte dans ce chiffre.

du gazoduc South Stream. L'accord précise également que l'entrée d'EDF dans South Stream prévoit la signature de nouveaux contrats de long terme de fourniture de gaz naturel. Il stipule aussi des possibilités de coopération dans le domaine de l'électricité, en France et hors de France. Par ailleurs, le 20 octobre 2009, les filiales de trading d'EDF et de Gazprom ont annoncé avoir conclu un accord prévoyant des échanges de livraison de gaz naturel entre les États-Unis et l'Europe, portant sur 0,5 Gm³/an sur les 5 prochaines années.

6.4.2.3 LA SÉCURISATION DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS

Afin de sécuriser ses approvisionnements, EDF a diversifié son portefeuille d'approvisionnement et s'appuie sur des contrats d'achats long, moyen et court termes, sur de la production de gaz ainsi que sur des interventions sur les marchés de gros grâce à l'appui d'EDF Trading. En parallèle, EDF dispose de droits contractuels diversifiés, directement ou par l'intermédiaire d'EDF Trading, dans des gazoducs en projet (Pays-Bas et Belgique notamment) et existants (interconnexion entre le Royaume-Uni et la Belgique par exemple) ainsi que pour le déchargement de cargaisons GNL dans les terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Zeebrugge et dans le futur terminal méthanier de Fos Cavaou.

Le Groupe poursuit la construction progressive d'un portefeuille de positions gazières :

- PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS AU NORD DE L'EUROPE

EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG, envisage la construction d'un terminal méthanier d'une capacité de 10 à 13 Gm³/an sur le territoire du Grand Port Maritime de Dunkerque. Dunkerque LNG poursuit les études relatives au développement de ce terminal en vue d'une décision finale d'investissement qui devrait intervenir au cours du premier semestre 2010, pour une mise en service du terminal en 2014.

Au Royaume-Uni, EDF Energy poursuit le développement de stockage en cavité saline d'un volume utile prévisionnel de 0,1 Gm³, adjacent au site de stockage existant de Holehouse, propriété d'EDF Trading. La mise en service du stockage est prévue en 2016.

En Allemagne, EDF et EnBW poursuivent le développement conjoint de leur projet de stockage en cavités salines à Etzel pour un volume utile à terme d'environ 0,4 Gm³. La mise en service des premières cavités est prévue fin 2011.

EDF dispose également, à travers sa filiale EDF Production UK, d'une production gazière en mer du Nord. Les réserves sont estimées fin 2009 à 2,8 milliards de m³ dont 1,7 milliard de m³ sont développés et la production en 2009 a atteint 0,32 milliard de m³.

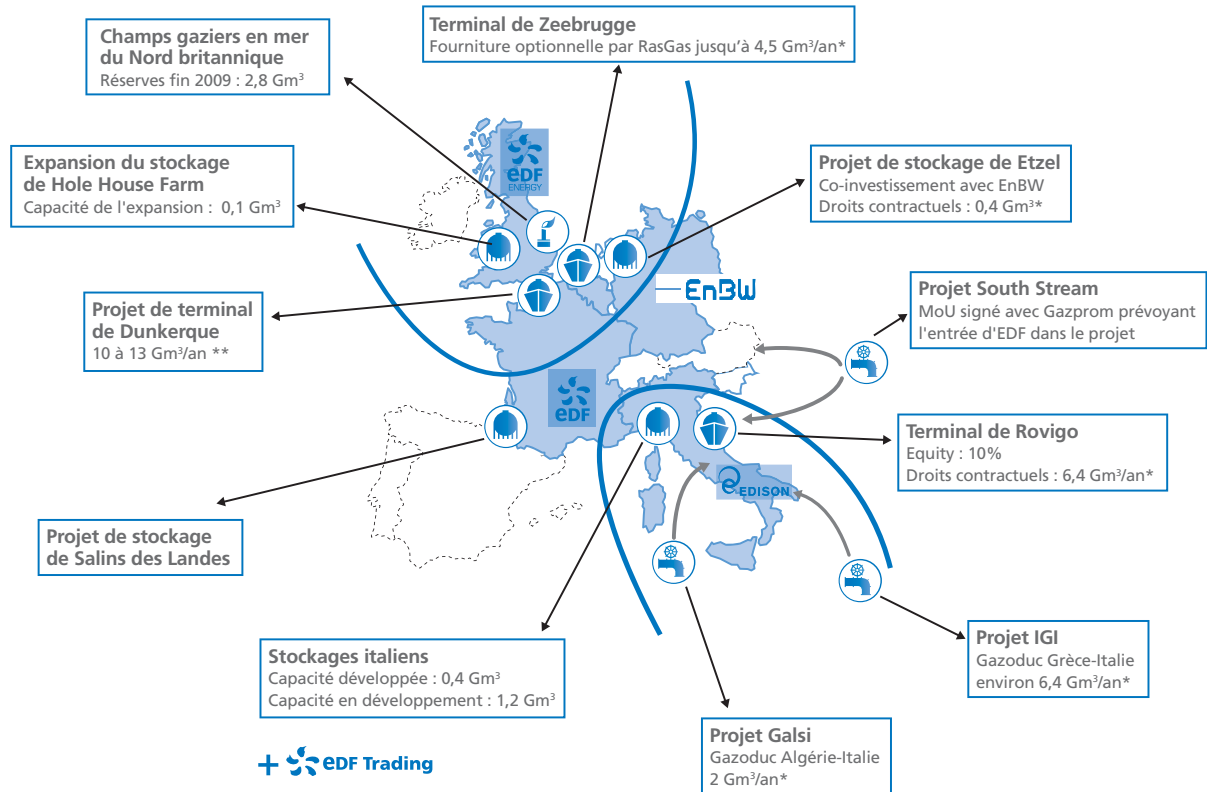
- PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS AU SUD DE L'EUROPE

Edison a reçu, en octobre 2009, des premières livraisons de gaz en provenance du Qatar suite à la mise en service commerciale du terminal méthanier *offshore* de Rovigo (« Adriatic LNG »), dont il détient 10 % du capital et 80 % de la capacité de regazéification. Les livraisons de gaz qatari devraient atteindre dès 2010, 6,4 Gm³/an.

Edison est engagé par ailleurs dans deux projets de gazoduc : le Galsi entre l'Algérie et l'Italie d'une capacité totale de 8 Gm³ par an et l'ITGI entre la Turquie, la Grèce et l'Italie d'une capacité de 8 Gm³ par an, qui comportera également une interconnexion entre la Grèce et la Bulgarie.

Edison dispose également de deux stockages en Italie, Cellino et Collalto, d'un volume utile total de 0,4 Gm³. Edison prévoit de porter ce volume utile à 1,6 Gm³ à moyen terme à travers l'extension des stockages existants et la création de nouveaux stockages à Cotignola-San Potito et Mafalda.

AVANCÉES DANS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE GAZ



* Droits détenus par EDF ou ses filiales
 ** Capacité totale du projet

6.4.3 Politique de Développement Durable & Service public

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte, dans toutes leurs dimensions, les problèmes tant environnementaux que sociaux. S'inscrivant très tôt dans la voie du Développement Durable, EDF en a fait aujourd'hui une véritable dimension de sa stratégie globale. Le Groupe a formalisé son action en faveur d'une politique de Développement Durable, actualisée en 2009, qui répond aux grands enjeux de l'entreprise. Cette action se traduit par une politique environnementale axée sur la lutte contre le changement climatique et la protection de la biodiversité ainsi qu'une politique sociétale privilégiant l'accès à l'énergie, la promotion de l'éco-efficacité énergétique, la responsabilité territoriale et l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie. En outre, cette action s'appuie sur la démarche éthique relancée en 2007 et sur des dispositions de gouvernance adaptées à l'évolution du Groupe Éthique et gouvernance : l'engagement de Développement Durable.

6.4.3.1 ÉTHIQUE ET GOUVERNANCE : L'ENGAGEMENT DE DÉVELOPPEMENT DURABLE D'EDF

6.4.3.1.1 LES ENGAGEMENTS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Dès 2001, le Groupe s'engageait dans une démarche de Développement Durable à travers un « Agenda 21 » et souscrivait aux 10 principes de respect

des droits de l'homme, de promotion des droits sociaux, de respect de l'environnement et de lutte contre la corruption, rassemblés dans le Pacte mondial (*Global Compact*) initié par les Nations Unies.

En 2003, après un processus de concertation-consultation qui associait salariés et filiales, la démarche éthique a formalisé l'engagement du Groupe à respecter les cinq valeurs fondamentales de l'entreprise, qui sont aussi les valeurs du Développement Durable : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité. Fin 2007, le Mémento éthique, référentiel établi par EDF, rassemble dans un document unique les principes d'action de l'entreprise et les lignes de conduite individuelle. Il est diffusé à tous les niveaux du management et remis individuellement à chaque salarié. Pour appuyer le management dans l'exercice de sa responsabilité éthique, chaque entité opérationnelle désigne un correspondant éthique pour contribuer à la promotion des valeurs dans l'entreprise et à la mise en œuvre concrète de ses engagements éthiques. Ce correspondant éthique est appelé à recevoir, en lien avec le dispositif d'alerte assuré au niveau central par le Délégué éthique, les signalements de salariés sur tout manquement éthique.

Depuis octobre 2008, l'engagement de Développement Durable du Groupe s'inscrit dans une politique de Développement Durable qui se décline sur trois plans avec les objectifs prioritaires suivants :

- sur le plan environnemental, le groupe EDF entend rester le plus faible émetteur de CO₂ et gaz à effets de serre parmi les grands énergéticiens européens, adapter son parc et ses offres de produits et services aux incidences dues au changement climatique et réduire son impact environnemental, notamment sur la biodiversité ;



- sur le plan sociétal, le Groupe souhaite favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité, préserver et développer sa solidarité à l'égard de ses territoires d'implantation et faire progresser la connaissance et le partage des grands enjeux énergétiques, environnementaux et sociétaux ;
- sur le plan de la gouvernance et de la communication, le Groupe a pour objectif de faire de son dialogue avec les parties prenantes internes et externes le moyen d'approfondir et d'élargir les bases et les critères de son action, de rendre compte et de communiquer sur ses activités et ses performances au regard des objectifs fixés et des attentes de ses parties prenantes, ainsi que de contribuer au débat sur le Développement Durable au niveau national et international.

Cette politique de Développement Durable du Groupe se développe également sous forme d'engagements plus spécifiques :

- en France, le Contrat de service public (CSP) rassemble les engagements et les objectifs que le distributeur, le transporteur et le fournisseur d'énergie doivent réaliser au regard des missions de service public que l'État leur assigne (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)) ;
- à l'international, l'accord triennal de Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé le 24 janvier 2005 avec les représentants des salariés au niveau mondial, est le cadre dans lequel les sociétés du Groupe signataires formulent des objectifs et développent des plans d'actions de responsabilité sociale dont le suivi est assuré par le Comité de dialogue RSE réunissant les partenaires sociaux ;
- sur le plan social, EDF a adopté depuis 2006 une politique de promotion de la diversité et a adhéré en septembre 2006 à la Charte nationale de la Diversité. En octobre 2006, dans le cadre de l'accord RSE, a été conclu un accord social relatif à la sous-traitance socialement responsable qui intègre des critères d'éthique et de responsabilité sociale dans l'acte d'achat (voir section 17.2 (« Egalité des chances »)).

6.4.3.1.2 LES OUTILS DE MISE EN ŒUVRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

La mise en œuvre des engagements de Développement Durable est une responsabilité managériale de premier rang qui s'exerce dans chacun des secteurs d'activité et dans chaque métier de l'entreprise.

Le Groupe s'appuie sur une Direction du Développement Durable dont la mission est de susciter, de coordonner, et d'accompagner les actions des Directions et des sociétés du Groupe visant la réalisation des engagements de la politique de Développement Durable et d'en assurer le reporting. Créé fin 2008, un Comité de Développement Durable (*Sustainable Committee*) réunit les responsables du Développement Durable des principales sociétés du Groupe, avec pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique du Groupe en recherchant la cohérence des actions et en respectant l'autonomie de chacune des composantes du Groupe.

Les dispositions pour la mise en œuvre de l'accord international sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE) s'articulent notamment autour d'un bilan annuel et d'un Comité de dialogue RSE (voir section 17.6.2.3 (« Dialogue social et représentation du personnel du Groupe »)).

Le Groupe s'appuie également sur un système de management environnemental (SME) déployé dans toutes les entités. La certification ISO 14001 obtenue en 2002, a été renouvelée en 2008 pour 3 ans. Le SME a été simplifié en 2006 de façon à ordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements de la politique environnementale du Groupe avec une animation assurée au travers d'un Directoire et de groupes thématiques. Il convient de relever que la moitié de l'intéressement (part du Groupe) du personnel d'EDF est calculée en fonction du degré d'atteinte des objectifs définis dans le programme de management environnemental qui prévoit 6 critères précis d'atteinte d'objectifs éthiques, environnementaux et sociaux.

Les projets d'investissements les plus importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en Comité des Engagements et des Participations, à une évaluation de leur exposition aux risques de non-réalisation d'engagements de Développement Durable.

6.4.3.1.3 DIALOGUE, TRANSPARENCE, ÉVALUATION

La mise en œuvre des diverses modalités permettant d'assurer les échanges et un dialogue de qualité avec l'ensemble des parties prenantes est une dimension essentielle de la politique de Développement Durable du groupe EDF. Chacune des sociétés du Groupe assure ces échanges selon les modalités qui conviennent, dans leur contexte socio-économique, aux relations qu'elles entendent développer. Pour EDF en France, ce dialogue intervient au niveau d'instances de concertation notamment sur le territoire des installations de production (Comités de liaison et d'information des centrales nucléaires), ainsi qu'au travers des partenariats noués avec des organisations non gouvernementales.

Au niveau central, le Groupe a renouvelé en 2008 les instances de dialogue avec les personnalités qualifiées, extérieures et indépendantes, spécialistes d'un domaine relatif aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Le Sustainable Development Panel, présidé par une personnalité extérieure, joue un rôle de conseil sur les orientations du Groupe et fournit une appréciation critique de la mise en œuvre de son engagement en matière de Développement Durable (voir le chapitre 14 (« Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale »)).

Le Développement Durable est également un engagement de transparence vis-à-vis des parties prenantes qui se traduit notamment par un processus de reporting exercé auprès du conseil d'administration dans le cadre du rapport annuel d'activité et du rapport Développement Durable. Il s'appuie sur les indicateurs définis sur la base des critères établis en référence à ceux de la Global Reporting Initiative. Le Groupe s'est engagé dans une démarche progressive de vérification par ses Commissaires aux comptes de la qualité de ces indicateurs extra-financiers. Pour l'exercice 2009, le Collège des Commissaires aux comptes a émis un rapport d'examen correspondant à une attestation dite d'« Assurance modérée » pour le Groupe.

Les informations de Développement Durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs. Depuis 2005, EDF a intégré l'indice ASPI, indice « Éthique » regroupant 120 entreprises évaluées sur la base de leur performance de Développement Durable par l'agence de notation française Vigeo.

6.4.3.2 LA POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE

Dans sa politique de Développement Durable actualisée en septembre 2009, le groupe EDF se veut ambitieux et exemplaire en matière de respect de l'environnement et détaille sa politique environnementale axée principalement sur la lutte contre le changement climatique et sur la maîtrise de ses impacts environnementaux, en particulier sur la biodiversité.

6.4.3.2.1 CONTRIBUER À LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'énergie renouvelable (dont l'hydraulique) faiblement émetteur en CO₂ par kWh produit, le groupe EDF s'engage à rester l'énergéticien de référence dans la lutte contre le changement climatique et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'inscrit dans l'objectif européen de réduction d'au moins 20 % des émissions de CO₂ en 2020 par rapport à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

L'engagement de la politique Développement Durable de rester en tant que Groupe, le moins émetteur des grands énergéticiens européens, est possible grâce à l'optimisation de l'exploitation de ses actifs de production existants et à l'important renouvellement de son parc. En parallèle, le Groupe cherche à aider ses clients à réduire leurs propres émissions de CO₂ à travers la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie. Un plan de réduction des émissions induites par les bâtiments et les flottes de véhicules d'EDF est en cours de déploiement, ainsi qu'un programme de mobilisation du personnel en faveur de la lutte contre le changement climatique. Chaque société du Groupe se dotera d'une stratégie propre, s'inscrivant dans celle du Groupe mais adaptée à ses activités et au contexte énergétique dans lequel elle évolue.

6.4.3.2.1.1 Réduire les émissions de CO₂ des outils industriels du Groupe et tout particulièrement de la production

Le parc de production du groupe EDF est le premier par sa taille en Europe ; il est aussi un des moins émetteurs de CO₂, grâce à la forte proportion des énergies d'origine nucléaire et hydraulique : en France, 95 % de la production électrique est sans émission de CO₂, ce qui porte le taux d'émissions spécifiques en 2009 à moins de 41 g de CO₂/kWh, alors que la moyenne des États européens est d'approximativement 330¹ g. Les émissions spécifiques du groupe EDF à l'échelle mondiale étaient en 2009 de 117,1 g de CO₂/kWh (estimations d'EDF comprenant les émissions liées à la production de chaleur).

EDF s'engage en France continentale à réduire de 30 %, entre 1990 et 2020, les émissions absolues de CO₂ (en millions de tonnes de CO₂) de ses installations de production d'électricité en France continentale.

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, par exemple à court terme l'optimisation du parc de production actuel en intégrant le coût du carbone dans l'ordre d'appel des moyens de production ou en améliorant les performances d'exploitation du parc. Pour ce qui relève des actions à plus long terme, les principaux leviers sont constitués par l'adaptation de l'outil de production (renouvellement des centrales, préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclasserement des moyens les plus polluants).

Le développement des énergies renouvelables est au cœur de la stratégie du groupe EDF : l'objectif est de développer de manière durable et rentable les énergies renouvelables en Europe et dans le monde. Ces développements concernent aussi bien les moyens de production centralisée (comme la centrale hydroélectrique Nam Theun 2 au Laos) que décentralisée, en accompagnant les clients dans la production d'énergie sur les lieux de consommation. Le Groupe développe également ses positions dans l'énergie photovoltaïque avec ses filiales EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et EDF ENR (voir section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles »)) avec la construction de centrales solaires au sol et d'offres commerciales photovoltaïques.

En outre, le Groupe se positionne en amont de la chaîne de valeur avec la fabrication de panneaux solaires avec sa filiale Tenesol, et plus récemment, avec sa filiale EDF Énergies Nouvelles, en partenariat avec First Solar, avec la construction du plus grand site de fabrication de panneaux solaires en France (capacité initiale : 100 MWc par an). Enfin, EDF investit activement dans la recherche et dans le développement des technologies pour les filières en devenir comme les énergies marines (le parc hydrolien de Paimpol-Bréhat) et l'intégration de ces énergies dans les réseaux de distribution et de transport.

1 Europe à 15 en 2007 (source : Agence internationale de l'énergie, octobre 2009).

6.4.3.2.1.2 Promouvoir l'éco-efficacité énergétique et les usages performants de l'électricité des clients

EDF a décidé de faire de l'éco-efficacité énergétique son positionnement de référence dans les offres à ses clients.

Les solutions qu'EDF développe et commercialise sont résolument tournées vers l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments ainsi que l'encouragement à une utilisation raisonnable des ressources énergétiques.

Ces solutions consistent notamment en :

- des offres de service de maîtrise de l'énergie (MDE) (isolation, rénovation du bâtiment) ;
- une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- un développement de la production décentralisée d'électricité (énergie photovoltaïque) ;
- une gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter sur des périodes dites « creuses » les consommations de pointe émettrices de CO₂ ;
- l'utilisation des « compteurs intelligents » pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémessure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « Verte » non émettrice de CO₂ ou de choisir des offres en partie compensées « Carbone ».

Ces offres proposées par le réseau commercial d'EDF, se traduisent par la fourniture de prestations délivrées par les filiales spécialisées du Groupe avec l'appui d'un important réseau de partenaires.

6.4.3.2.1.3 Réduire les émissions diffuses de CO₂ de nos bâtiments et celles induites par nos déplacements

Au-delà des émissions directes de ses installations industrielles, EDF s'engage à diminuer les émissions diffuses des bâtiments tertiaires, des véhicules et des déplacements professionnels. Concernant les bâtiments tertiaires occupés par ses salariés, le travail engagé porte sur le parc tertiaire en propriété, et en location. Par ailleurs, EDF développe le programme « Action Planète » de maîtrise de l'énergie auprès de l'ensemble de ses salariés. Le succès du challenge interne au Groupe « les Trophées du Développement Durable » visant à susciter et encourager des idées innovantes, témoigne de l'engagement de nombreux salariés sur ce thème. Cette mobilisation repose sur diverses actions de sensibilisation (notamment en faveur d'un comportement exemplaire en matière de consommation d'électricité des salariés tant au domicile que sur le lieu de travail), ainsi que des objectifs de développement durable inclus dans l'accord d'intéressement.

6.4.3.2.1.4 S'adapter au changement climatique

Le changement climatique ayant par ailleurs des impacts sur ses activités de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, le groupe EDF se dote d'une stratégie d'adaptation au changement climatique, déclinée en plans d'actions spécifiques, et permettant au Groupe de diminuer sa vulnérabilité. Elle concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres à ses clients, l'optimisation production / consommation, les thèmes de R&D, et s'organise autour de 4 axes :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur nos installations et activités ;
- les adaptations des installations éventuellement nécessaires pour les rendre moins sensibles aux extrêmes climatiques ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;

- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

6.4.3.2.2 MAÎTRISER LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES DES ACTIVITÉS ET INSTALLATION DU GROUPE, NOTAMMENT SUR LA BIODIVERSITÉ

La mise en place d'un système de management de l'environnement (SME) implique non seulement le respect de la réglementation mais aussi l'engagement d'améliorer sans cesse les pratiques et les performances en matière de protection du public et de l'environnement.

6.4.3.2.2.1 Maîtriser le développement et l'exploitation nucléaire en France

Un des enjeux de la politique de Développement Durable du groupe EDF est de soutenir la complémentarité entre énergie nucléaire et énergies renouvelables. Face aux grands enjeux énergétiques que représentent la sécurité d'approvisionnement, la lutte contre le changement climatique et la maîtrise des coûts de l'énergie, l'énergie nucléaire constitue une des réponses permettant de concilier les besoins en énergie et les enjeux du Développement Durable. Pour autant, l'acceptabilité de l'énergie nucléaire varie selon les pays d'implantation des entités, filiales et participations du Groupe. Il importe donc au groupe EDF de contribuer à apporter des réponses aux questions soulevées, aux côtés des pouvoirs publics, sur la place du nucléaire dans le mix énergétique, en tenant compte de tous les impacts de la filière, depuis l'extraction de l'uranium en amont, jusqu'à la gestion des déchets et de la déconstruction des sites en aval (voir section 6.2.1.1.3 (« Production nucléaire »)).

Concernant l'exploitation des installations, la sûreté est la priorité du groupe EDF. Elle est prise en compte dès la conception des ouvrages, fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

La gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations, volonté réaffirmée dans la politique environnementale du Groupe. Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation permettent d'atteindre un niveau « Plancher » très faible en ce qui concerne les rejets radioactifs.

S'agissant des rejets chimiques, des actions sont également développées pour assurer une plus grande maîtrise des effluents. Les circuits tertiaires de refroidissement d'eau font l'objet d'une attention particulière, en raison de l'importance des débits mis en jeu. Des traitements biocides permettent notamment de maîtriser les proliférations de micro-organismes dans les eaux de ces circuits.

En complément des contrôles réalisés sur ses installations, EDF effectue des mesures de surveillance de l'environnement pour en évaluer l'impact de fonctionnement. Cette surveillance est assurée par des campagnes radio-écologiques et hydro-biologiques réalisées par des laboratoires extérieurs et des universités.

6.4.3.2.2.2 Maîtriser le développement et l'exploitation du thermique à flamme (THF)

Le développement des énergies renouvelables et du nucléaire dans le mix énergétique de production des pays, devraient permettre de réduire le recours aux centrales thermiques conventionnelles et par conséquent la consommation des matières premières fossiles (charbon, fioul et gaz). Pour autant, la part de la production thermique classique est encore importante, même en France où les énergies nucléaire et hydraulique occupent une part prépon-

dérante. Les centrales thermiques à flamme jouent un rôle essentiel en assurant en temps réel l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, et en permettant de répondre au plus près aux fluctuations de la demande, aux pics de consommation imprévus tout au long de l'année et aux vagues de froid.

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement des exigences lors des révisions réglementaires successives. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques ainsi que les réglementations relatives à la réduction des gaz à effet de serre.

L'ensemble des dispositions mises en œuvres (installations de systèmes de dénitrification des fumées, renforcement des équipements de dépoussiérage, changements de combustible, optimisation de la combustion, etc.) se traduit par une diminution significative des émissions spécifiques et du volume global des émissions de SO₂, de NO_x et de poussières, pour une même quantité d'électricité produite, en conformité avec les deux échéances d'application de la directive GIC au 1^{er} janvier 2008, puis au 1^{er} janvier 2016 (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du groupe EDF »)). Dans le cadre de la politique de développement durable, les volumes de chacun des polluants SO_x, NO_x et poussières en provenance des installations thermiques seront réduits au moins de moitié entre 2005 et 2020.

Les programmes de rénovation et d'adaptation des parcs existants du Groupe se prolongent avec de nouveaux investissements, qui mettent en œuvre les meilleures technologies disponibles en matière d'efficacité énergétique, de combustion et de techniques de dépollution (charbon supercritique en Allemagne, centrales cycle combiné gaz en France, en Italie et en Grande-Bretagne).

6.4.3.2.2.3 Maîtriser le développement et l'exploitation hydroélectrique

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF s'est attaché à renforcer son rôle dans la gestion de l'eau, à accroître sa connaissance des écosystèmes et de leur fonctionnement, à réduire encore l'impact de ses ouvrages sur l'environnement en assurant une bonne continuité écologique et sédimentaire.

La mise en concurrence du renouvellement des titres de concession des aménagements hydroélectriques en France incite les opérateurs, dont EDF, à définir des modes d'exploitation permettant encore d'améliorer l'équilibre entre production d'énergie, autres usages de l'eau et respect de l'environnement, en particulier en mettant en œuvre une gestion coordonnée par bassin versant (coordination de la gestion des centrales hydrauliques d'un même cours d'eau).

6.4.3.2.2.4 Maîtriser les autres impacts (sols pollués, déchets)

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Un projet gère ces questions sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe et se déroule en quatre étapes : le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF), l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués, l'analyse des sols en priorisant les zones sensibles et leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution ainsi que l'élaboration d'un plan de gestion, et enfin l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

La Directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose à tous les États membres d'avoir éliminé avant fin 2010 leurs appareils contenant du PCB ou du PCT dont la concentration est supérieure à 500 ppm. Chaque société du Groupe a engagé et suit un plan d'élimination propre visant au respect de cette Directive dans le cadre des transpositions nationales.

Chaque année EDF publie un bilan de la gestion de ses déchets industriels conventionnels, issus des activités de production et de recherche.

6.4.3.2.5 Maîtriser les situations d'urgence et les crises environnementales

Afin de maîtriser les risques d'accidents industriels et d'atteinte au milieu naturel et/ou à la santé publique, chaque société du Groupe identifie les événements potentiels qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler et réalise les exercices de crise correspondants. Une organisation centrale permet de gérer les situations d'urgence au niveau du Groupe et de fournir l'information nécessaire aux autorités administratives et aux médias. Les processus d'intervention sont régulièrement revus et améliorés en conséquence.

6.4.3.2.3 CONTRIBUER À LA PRÉSERVATION DE LA BIODIVERSITÉ

La préservation de la biodiversité est aujourd'hui considérée comme un des enjeux majeurs de la protection de l'environnement au niveau mondial, au même titre que la lutte contre le changement climatique.

De par ses activités de producteur et de distributeur d'énergie, le groupe EDF est à la fois usager et dépendant des espaces naturels terrestres et aquatiques.

En tant que bénéficiaire des espaces et des ressources avec lesquels il interagit, mais aussi, du fait des conséquences des dégradations apportées par les autres acteurs sur ses propres activités, le groupe EDF est directement concerné par l'enjeu de la préservation de la biodiversité.

Depuis le démarrage des premières installations de production, EDF s'est efforcé de mieux connaître ses impacts et d'y apporter des mesures d'évitement ou de compensation ; par exemple, dès le début des années 1980, EDF a travaillé pour la restauration des grands axes de migration des poissons en s'investissant notamment dans la recherche et la conception de passes à poissons.

S'inscrivant dans un contexte d'évolution rapide des réglementations, de nombreuses actions en relation avec les espaces naturels et les espèces sauvages sont réalisées dans toutes les entités du groupe EDF. Afin d'assurer une cohérence d'ensemble à ces actions, la prise en charge des questions de préservation de la biodiversité s'est construite autour de la politique de biodiversité signée en mai 2006, reprise dans la politique Développement Durable du Groupe et mise en œuvre dans le cadre du Système de Management Environnemental du Groupe.

Cette politique de biodiversité s'organise en 3 axes (connaissance, préservation et sensibilisation), renforcée par les actions menées par la Fondation EDF Diversiterre. EDF s'appuie sur ses partenariats avec des organisations non gouvernementales, des universités et des laboratoires de recherche. En 2008, la Fondation EDF Diversiterre a reconduit ses partenariats avec Réserves Naturelles de France (RNF), le Conservatoire du Littoral, la Fondation Nicolas Hulot pour la Nature et l'Homme (FNH), et a signé de nouveaux partenariats avec la Ligue pour la Protection des Oiseaux (LPO) et l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature).

EDF communique sur la biodiversité auprès de ses salariés, du grand public, des milieux scolaires et des élus locaux par le biais de projets comme par exemple son engagement dans les éditions 2008 et 2009 de la Fête de la Nature.

6.4.3.2.4 POURSUIVRE LES ACTIONS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Une partie importante du budget de recherche et développement est consacrée à des technologies non émettrices de CO₂.

Les projets de R&D dédiés à l'environnement couvrent l'ensemble des problématiques amont et aval de l'électricité comme :

- l'analyse des techniques de capture et captage du CO₂ préparant l'avenir de futurs démonstrateurs (prototypes qui permettent de valider une recherche) ;
- les technologies nucléaires : la génération IV qui succédera à terme aux réacteurs de type EPR, le stockage géologique des déchets radioactifs ;
- les nouvelles technologies de production : la micro-cogénération, les piles à combustibles, les hydroliennes en mer, les nouvelles technologies sur l'énergie solaire, la gazéification de la biomasse ;
- la gestion intelligente des réseaux afin de permettre une meilleure intégration de la production centralisée et de la production répartie ;
- le stockage de l'électricité pour assurer l'écrêtement des pointes de consommation et maîtriser le caractère intermittent de certaines énergies renouvelables ;
- les usages performants de l'électricité et plus généralement de l'énergie. Des travaux sont en cours sur l'habitat pour améliorer la performance des technologies telles que celles intégrant les ENR au bâti : pompes à chaleur, biomasse, capteurs solaires hybrides, optimisation de l'eau chaude sanitaire solaire thermique, ainsi que le pilotage de l'ensemble de ces applications via des compteurs intelligents ou des infrastructures communicantes au sein de l'habitat. Dans le domaine des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables, les travaux s'organisent autour de partenariats avec des constructeurs automobiles notamment.

6.4.3.3 LA POLITIQUE SOCIÉTALE

6.4.3.3.1 LES ENJEUX

EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances environnementales et sociétales est indissociable de sa performance économique.

EDF a ainsi défini en 2007 une nouvelle politique sociétale au niveau du Groupe visant à créer et développer les liens avec l'ensemble des parties prenantes externes, à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, et à dynamiser ses liens internes.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe. Les principes de la politique s'inscrivent dans le respect de ceux du Pacte mondial des Nations Unies et sont repris dans la politique développement durable du groupe EDF (septembre 2009), dans l'accord RSE et dans le Contrat de service public.

6.4.3.3.2 LES ORIENTATIONS

La politique sociétale du groupe EDF prend en compte la diversité des parties prenantes auxquelles elle s'adresse (clients vulnérables, chercheurs d'emploi, personnes souffrant d'un handicap, etc.). Elle participe à la promotion de l'éco-efficacité énergétique. Elle cherche par ailleurs à faciliter l'accès à l'énergie, à soutenir les projets liés à l'habitat et à l'emploi, et à contribuer aux efforts de formation en cohérence avec les besoins du Groupe et de ses partenaires.

Les trois principales orientations de la politique sociétale du groupe EDF sont les suivantes :

- favoriser l'accès à l'énergie et à l'éco-efficacité énergétique. Ainsi le groupe EDF développe des solutions d'éco-efficacité afin de réduire la précarité énergétique et participe au lancement de projets visant à favoriser l'accès à l'énergie ;
- développer dans la durée la proximité avec les territoires où le Groupe opère, en soutenant des projets de développement local, notamment sur l'habitat, et en contribuant à l'insertion professionnelle de personnes vulnérables dans les domaines du bâtiment et de l'environnement ;



- contribuer à l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie. L'objectif du groupe EDF, dans les différents pays où il opère, est de faire comprendre les enjeux du développement durable et du réchauffement climatique, et de promouvoir un usage efficace de l'énergie.

La déclinaison de la politique sociétale est portée à la connaissance de l'ensemble du personnel au niveau du Groupe et fait l'objet d'un dialogue constant.

Le Conseil sociétal d'EDF, créé en 2008, est consulté par l'entreprise sur sa stratégie, ses actions et ses résultats en matière sociétale. Il apporte à l'entreprise une vision extérieure et une approche pluridisciplinaire sur les dossiers qui lui sont soumis. Le Conseil sociétal est composé d'experts, internes et externes, représentatifs des différents enjeux liés à la démarche sociétale d'EDF. Il a tenu deux réunions en 2009 : l'une sur le thème « Accès à l'énergie », personnes vulnérables et précarité dans les pays développés et en voie de développement et l'autre sur « Insertion professionnelle et diversité ».

6.4.3.4 SERVICE PUBLIC EN FRANCE

DÉFINITION LÉGALE DU SERVICE PUBLIC EN FRANCE

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 définit, dans ses articles 1 et 2, les contours du Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

LE CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article 1 de la loi du 9 août 2004. Ce contrat décline les engagements pris par EDF et par l'État sur la période 2005-2007 et précise les modalités de compensation financière des engagements de service. Ce contrat demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

OBJET DU CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence pour l'exercice des missions du service public confiées à EDF et à ses filiales régulées dans le marché ouvert de l'électricité en France.

ÉVOLUTION PLURIANNUELLE DES TARIFS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

Conformément à l'article 1 de la loi du 9 août 2004, l'un des engagements du Contrat de service public porte sur l'évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité. L'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précise que les tarifs réglementés de vente doivent couvrir « l'ensemble des coûts supportés [...] par EDF et par les distributeurs non nationalisés ».

Dans le cadre de ces dispositions, l'État et EDF se sont accordés, dans le Contrat de service public, sur la nécessité de « faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts ».

Dans ce cadre, les tarifs de vente de l'électricité ont été augmentés à compter du 15 août 2009 (voir section 6.2.1.2.1.4 (« Les contrats aux tarifs réglementés »)).

Cette augmentation est conforme au Contrat de service public, signé entre l'État et EDF le 24 octobre 2005. Celui-ci garantit que la hausse moyenne des tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers ne sera pas supérieure à l'inflation les cinq premières années après la signature de ce contrat (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)).

ENGAGEMENTS D'EDF (HORS GESTIONNAIRES DE RÉSEAU)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- l'accès au Service Public de l'Électricité et la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés. Il s'agit notamment des engagements relatifs :
 - à la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés et à la maîtrise de la demande d'énergie. Ces deux missions sont couvertes par le tarif intégré,
 - à la cohésion sociale. Les conditions de compensation des coûts liés à cette mission par la CSPE et le tarif intégré sont précisées par la loi du 10 février 2000,
 - à l'accès au service public. Ces actions sont couvertes par le tarif intégré ainsi que par le TURPE ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent :
 - la mise en œuvre de la politique énergétique (participation à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements et contribution à ses objectifs, maîtrise de la demande d'énergie, certificats d'économies d'énergie, etc.),
 - le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- EDF dégagera les ressources nécessaires à ces deux missions dans les recettes générées soit par le tarif intégré, soit par les prix de vente de l'électricité pour l'électricité vendue à des clients ayant exercé leur éligibilité ou sur les marchés ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

ENGAGEMENTS DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseau ERDF et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux.

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

SUIVI DU CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF en 2005 fait l'objet, conformément à ses propres stipulations, d'un suivi annuel par les parties et d'un bilan triennal. Un bilan 2005-2007 a été établi et transmis aux services de l'État. EDF élabore un document annuel de suivi de ses engagements. EDF, ainsi qu'ERDF et RTE travaillent avec l'État à l'élaboration d'un nouveau Contrat de service public.

6.5

Environnement législatif et réglementaire

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier soumis à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, qui a été transposée en droit français. EDF est également soumis, notamment, à la réglementation relative aux concessions de distribution d'électricité et aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.1.1 LÉGISLATION EUROPÉENNE

C'est la directive n° 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité qui a constitué le point de départ de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

Cette directive, qui posait notamment le principe de l'éligibilité des plus gros clients industriels, a été abrogée par la directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 qui a établi des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité et dont est aujourd'hui issue la réglementation du marché de l'électricité en France.

De nouvelles règles visant notamment à améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité et à renforcer les droits du consommateur ont été établies dans le cadre du 3^e Paquet Énergie, vocable désignant un ensemble de textes adoptés le 13 juillet 2009 (voir section 6.5.4.5.1.1 (« Le « Paquet Énergie » ») ci-dessous). Il comprend les documents suivants :

- la directive 2009/72/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE ;
- la directive 2009/73/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE ;
- le règlement 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement 1228/2003 ;
- le règlement 715/2009 sur les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement 1775/2005 ;
- le règlement 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

Ces règles sont notamment contenues dans la directive n° 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 13 juillet 2009 qui doit être transposée au plus tard le 3 mars 2011 et qui abroge, à cette même date, la directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003.

Cette directive définit, en particulier, les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, les règles d'accès au marché, les modalités d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution, en prévoyant, notamment, des mesures tendant à renforcer l'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport, ainsi que les règles de fonctionnement des autorités de régulation nationales.

OUVERTURE DU MARCHÉ

La directive de juin 2003 prévoyait un calendrier d'ouverture progressif du marché de l'électricité à la concurrence. Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients, y compris les clients résidentiels, sont éligibles et peuvent en conséquence choisir librement leur fournisseur d'électricité.

ENQUÊTES RELATIVES AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

La Commission européenne a annoncé, par une communication en date du 13 juin 2005, une enquête sectorielle sur le fondement de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003 afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence et dysfonctionnements de type comportemental ou structurel sur les marchés du gaz et de l'électricité. Cette enquête s'est ajoutée aux mesures de surveillance prises par la Commission concernant l'application de la législation communautaire en matière d'énergie et à un rapport détaillé sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité en date du 15 novembre 2005.

Le 10 janvier 2007, la Commission européenne a publié son « Rapport Final » et proposé un ensemble intégré de mesures dans le domaine de l'énergie et du changement climatique pour le XXI^e siècle. Ce rapport contient en particulier une communication sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité.

DISSOCIATION COMPTABLE ET TRANSPARENCE DE LA COMPTABILITÉ

La directive du 26 juin 2003 comme celle du 13 juillet 2009 prévoient que les entreprises d'électricité doivent faire contrôler et publier leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, et qu'en vertu du principe de dissociation comptable, elles doivent établir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution. Depuis le 1^{er} juillet 2007, elles doivent, en application de l'article 25 de la loi du 10 février 2000 tel que modifié par l'article 13 de la loi du 7 décembre 2006, tenir une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés.

Les États membres ou toute autre autorité désignée ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

LIGNES DIRECTES

Les États membres doivent prendre les mesures nécessaires pour permettre (i) à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité d'approvisionner par une ligne directe leurs propres établissements, filiales et clients éligibles, et (ii) à tout client éligible d'être approvisionné en électricité par une ligne directe par un producteur et des entreprises de fourniture.

RÈGLEMENTS CE N° 1228/2003 DU 26 JUIN 2003 ET CE N° 714/2009 DU 13 JUILLET 2009

Les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité ont, dans un premier temps, été définies par un règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil en date du



26 juin 2003, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2004, et qui sera remplacé à compter du 3 mars 2011, par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du 3^e Paquet Énergie.

Le règlement du 26 juin 2003, comme le règlement du 13 juillet 2009 qui lui succédera, prévoient notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires, et de réseaux où ces flux aboutissent.

DIRECTIVE N° 2005/89/CE « SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT » EN DATE DU 18 JANVIER 2006

La directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et enfin d'orienter les investissements vers les réseaux. L'enjeu pour EDF est de conforter le dispositif légal en vigueur et de favoriser le développement des interconnexions. À ce jour, cette directive n'est encore que partiellement transposée.

RECOMMANDATION DE LA COMMISSION « SUR LES RESSOURCES FINANCIÈRES DE DÉMANTÈLEMENT » ADOPTÉE LE 24 OCTOBRE 2006

Les centrales nucléaires du groupe EDF entraînent dans le champ d'application des deux propositions de directives dites « Euratom » du 30 janvier 2003 qui concernaient, d'une part, la définition des obligations de base et les principes généraux en matière de sûreté des installations nucléaires et, d'autre part, la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets radioactifs (paquet nucléaire). Ces propositions n'ayant pas abouti, un processus de consultation a été engagé, et la Commission a adopté, le 24 octobre 2006, une recommandation sur les ressources financières de démantèlement qui prévoit que : les ressources adéquates doivent être disponibles en temps voulu ; elles doivent couvrir toutes les opérations dont la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs ; chaque État membre doit créer un organisme national indépendant, expert en estimation de coûts et en gestion de fonds, lequel produira un rapport annuel et une estimation quinquennale des coûts. L'option préférée est un « Fonds » de déconstruction séparé, externe ou interne, avec une identification et une traçabilité comptables strictes ; l'État (gestion externe) ou l'opérateur (gestion interne) doit garantir la disponibilité des ressources nécessaires qui doivent être gérées de façon prudente (actifs peu risqués) et transparente.

6.5.1.2 LÉGISLATION FRANÇAISE

La directive 96/92/CE, en date du 19 décembre 1996, a été transposée en droit français par la loi du 10 février 2000 modifiée notamment par la loi du 3 janvier 2003, et la directive du 26 juin 2003 par la loi du 9 août 2004 et la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, qui ont modifié la loi du 10 février 2000.

Par ailleurs, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), du 13 juillet 2005 a défini les priorités de la politique énergétique de la France (sécurité d'approvisionnement, réaffirmation du rôle du nucléaire, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale).

En matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE »), La LPOPE a introduit un dispositif dit de certificats d'économies d'énergie (CEE) dont les

modalités ont été précisées par voie réglementaire. Ainsi, les fournisseurs d'énergie, dont EDF, doivent répondre des obligations d'économie d'énergie qui leur ont été fixées (par répartition de l'objectif national d'économies : 54 milliards de kWh d'énergie finale sur trois ans) par la production de certificats d'économie d'énergie obtenus en contrepartie de la réalisation d'actions d'économies d'énergie ou par acquisition auprès d'autres opérateurs.

EDF a respecté son obligation individuelle d'économies d'énergie, soit 30 TWh, pour la première période, aujourd'hui achevée (1^{er} juillet 2006 - 30 juin 2009). À défaut, l'entreprise aurait dû verser une pénalité libératoire de 2 centimes d'euro par kWh manquant. Le début de la deuxième période a été différé dans la mesure où le projet de loi Grenelle 2 modifie le dispositif CEE, notamment pour ce qui concerne les personnes soumises à des obligations d'économies d'énergie, de sorte que le montant d'économies qu'EDF devra réaliser n'est pas connu à ce stade.

MISSIONS DE SERVICE PUBLIC

En application de l'article 2 de la loi du 10 février 2000, EDF est en charge d'un certain nombre de missions de service public.

OBJECTIFS DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

L'article 1^{er} de la loi précise que le Service Public de l'Électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

MISSION DE DÉVELOPPEMENT ÉQUILIBRÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique, et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

À ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du MEEDDEM en date du 15 décembre 2009.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation des objectifs d'investissement définis dans cette programmation.

MISSION DE DÉVELOPPEMENT ET D'EXPLOITATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins, ainsi que le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, ERDF et les DNN pour la distribution, EDF pour le transport et la distribution dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

MISSION DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

La mission de service public de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient du tarif réglementé de vente d'électricité, la fourniture aux clients en

situation de précarité bénéficiaires de la tarification spéciale « Produit de première nécessité », ainsi que la fourniture de secours aux clients dont le responsable d'équilibre est défaillant.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles 66 et 66-2 de la loi du 13 juillet 2005.

COHÉSION SOCIALE

La loi du 10 février 2000 prévoit que dans le cadre de sa mission de fourniture, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs réglementés de vente de l'électricité, de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité », du maintien de la fourniture d'électricité en application de l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale. Dans cet esprit, la loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 dite « loi Borloo » a complété l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles par une disposition visant à interdire aux fournisseurs d'électricité de procéder, durant la période hivernale (du 1^{er} novembre au 15 mars), à des interruptions de fourniture d'électricité pour non-paiement des factures dans les résidences principales des personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

CONTRATS DE SERVICE PUBLIC

L'article 1^{er} de la loi du 9 août 2004 dispose que les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF font l'objet d'un contrat conclu avec l'État (pour une description du Contrat de service public conclu entre l'État et EDF, voir section 6.4.3.4 (« Service public en France ») ci-dessus).

INSTALLATIONS DE PRODUCTION

La loi du 10 février 2000 a ouvert le marché de la production d'électricité à la concurrence. Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article 7 de la loi et du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production figurent aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales.

CLIENTS ÉLIGIBLES

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de la Communauté Européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article 22 de la loi du 10 février 2000).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles 66 et 66-2 de la loi du 13 juillet 2005. Il résulte de ces dispositions que :

- tout client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité sur un site donné peut continuer à en bénéficier, s'il fait le choix de ne pas exercer son éligibilité pour ce site ;
- les clients résidentiels et les clients non résidentiels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA qui emménagent sur un site dont l'occupant précédent a exercé son éligibilité, peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité pour ce site, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 ;
- les autres clients ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés à l'occasion d'un déménagement qu'à la condition que le précédent occupant du site n'ait pas exercé son éligibilité ;

- les clients finals résidentiels, et eux seuls, ayant exercé leur éligibilité pour un site donné depuis au moins 6 mois, peuvent revenir aux tarifs réglementés sur ce site, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 ;
- enfin, la loi offre à tous les nouveaux sites raccordés aux réseaux publics avant le 1^{er} juillet 2010, la faculté de bénéficier des tarifs réglementés.

À l'approche du 1^{er} juillet 2010, le sénateur Poniatowski a déposé une proposition de loi visant à proroger le droit au retour aux tarifs réglementés pour certains clients. Le texte adopté en première lecture par le Sénat le 25 mars 2010 pérennise, sans limitation dans le temps, l'ensemble des droits jusqu'alors limités au 1^{er} juillet 2010, sauf en ce qui concerne les nouveaux sites dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA qui ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés que s'ils sont raccordés aux réseaux publics avant le 31 décembre 2010. La proposition de loi devrait être examinée par l'Assemblée nationale début mai 2010.

Par ailleurs, pour pallier l'incidence de la hausse des prix de marché pour les industriels, la loi du 7 décembre 2006 (article 30-1 de la loi du 9 août 2004 modifié par la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 dite de modernisation de l'économie), a institué, à titre transitoire, au profit des clients éligibles ayant exercé leurs droits, un « Tarif de retour » : ce « Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (TaRTAM), bénéficie aux clients qui en ont fait la demande écrite à leur fournisseur avant le 30 juin 2010. Ce tarif est applicable de plein droit jusqu'au 30 juin 2010. Le niveau du TaRTAM, qui ne peut, aux termes de la loi, excéder de plus de 25 % le niveau du tarif réglementé de vente applicable à un site présentant les mêmes caractéristiques, a été fixé par un arrêté du 12 août 2009 (JO du 14 août 2009) (section 6.2.1.2.1.5 (« Les contrats au TaRTAM »)).

La compensation des charges supportées à ce titre par les fournisseurs est assurée pour une part et sous conditions en utilisant les sommes collectées au titre de la CSPE, et pour une autre part, par une contribution dite « Hydro nucléaire » due par les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée totale de plus de 2 000 MW (soit principalement EDF), assise sur le volume de leur production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente, dans la limite de 3 euros par MWh (article 30-2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 tel que modifié par la loi de finances rectificative pour 2008).

ACCÈS DES TIERS AUX RÉSEAUX

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats de fourniture conclus avec les clients éligibles ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur exerçant l'activité d'achat pour revente d'électricité installé sur le territoire national.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution visés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et actuellement en vigueur, ont été fixés par la décision ministérielle du 5 juin 2009. Pour plus de détails sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ») ci-dessus.

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit également que l'accès aux réseaux est assuré par la conclusion de contrats entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. En outre, toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles peut conclure, si elle le souhaite, avec les gestionnaires des réseaux



publics de distribution un contrat relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles.

Ce même article prévoit enfin que tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »). Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement.

OBLIGATIONS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

EDF est soumis à des obligations d'achat d'électricité en application de la loi du 10 février 2000.

L'article 8 de cette loi prévoit que le Ministre chargé de l'Énergie peut, lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, permettre l'implantation d'une installation de production d'électricité au terme d'une procédure d'appel d'offres. EDF « Producteur » peut être candidat à cet appel d'offres. EDF « Acheteur » est tenu de conclure ensuite un contrat avec les candidats retenus et un protocole dans l'hypothèse où EDF « Producteur » est lui-même retenu.

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit, par ailleurs, qu'EDF est, avec les DNN, tenu de conclure à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite :

- par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ;
- par les installations dont la puissance installée n'excède pas 12 MW et qui utilisent des énergies renouvelables (notamment l'énergie photovoltaïque) ou mettent en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération ;
- par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et qui sont implantées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération ;
- dans les départements d'Outre-Mer et à Mayotte, par les installations électriques existantes ou nouvelles qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre.

Toutefois, les installations visées ci-dessus ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat et les surcoûts éventuels découlant de ces contrats, supportés par EDF et les DNN, sont compensés par la Contribution pour le service public de l'électricité (la « CSPE »).

Enfin, le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 a prévu que le producteur bénéficiant d'une obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles indicatifs de contrats d'achat liant EDF et les producteurs doivent être approuvés par le Ministre chargé de l'Énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminées par arrêté du Ministre chargé de l'Énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE. Les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir d'installations photovoltaïques ont ainsi été modifiés à la baisse par deux arrêtés du 12 janvier 2010, dont la portée a été précisée par deux arrêtés du 16 mars 2010.

MÉCANISME DE COMPENSATION DES SURCOÛTS DE SERVICE PUBLIC

La CSPE

La Contribution aux charges de service public de l'électricité a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assi-

gnées à EDF et aux DNN. Les charges de service public dont la loi pose le principe de la compensation intégrale sont les suivantes :

En ce qui concerne la production d'électricité :

- les surcoûts résultant d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus à la suite des procédures d'appels d'offres (article 8 de la loi de 2000) et d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre de l'article 10 de la loi de 2000, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou un DNN ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées, qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité » instituée à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite de 20 % des pertes de recettes et des coûts de mise en œuvre de la TPN supportés par le fournisseur pour l'année considérée).

Les charges supportées par les fournisseurs au titre de la fourniture du TaRTAM sont, en application de l'article 30-2 de la loi du 9 août 2004, financées en partie par une fraction de la CSPE, sans que le montant de la contribution perçue à ce titre puisse excéder 0,55 euro par MWh.

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients ayant exercé leur éligibilité) ;
- soit directement auprès des producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage, ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Le montant de la contribution due par site de consommation par les clients éligibles ne peut excéder 500 000 euros. En outre, le montant total dû au titre de la CSPE par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée. Le montant de la contribution unitaire est par ailleurs à ce jour plafonné par la loi du 10 février 2000 à 7 % du tarif de vente du kilowattheure, hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA sans effacement ni horosaisonnalité.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (principalement éolien et photovoltaïque) bénéficiaires de l'obligation d'achat, conduit à un alourdissement significatif des charges à compenser par la CSPE.

Compensation des surcoûts de distribution

Le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés (gestionnaires de réseaux désignés au II de l'article 2 de la loi de 2000).

LA RÉGULATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE

La Commission de Régulation de l'Énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000. Les crédits nécessaires à l'accomplissement de ses missions sont inscrits au budget général de l'État.

La loi du 10 février 2000 donne une définition générale de la mission de la CRE : « Dans le respect des compétences qui lui sont attribuées, la Commission de Régulation de l'Énergie concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence. Elle surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques. »

La CRE est dotée de pouvoirs non seulement consultatifs (pouvoir de proposition et pouvoir de donner un avis), mais également de pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose, ainsi, aux Ministres chargés de l'Économie et de l'Industrie les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent.

Elle est aussi investie d'importants pouvoirs d'information et d'enquête ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction dont la loi du 7 décembre 2006 a confié l'exercice à un collège ad hoc au sein de la Commission : le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), composé de membres du Conseil d'État et de la Cour de cassation.

Les missions et prérogatives ainsi confiées à la CRE sont susceptibles de faire prochainement l'objet d'évolutions afin de prendre en compte les dispositions contenues dans la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 relatives aux autorités de régulation nationales (à ce sujet, voir section 6.5.4.5.1.1 (« Le « Paquet énergie » »)).

Par ailleurs, le règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Organisme communautaire doté de la personnalité juridique, l'ACER émet notamment des avis concernant toutes les questions relatives au domaine des régulateurs de l'énergie, participe à la création des codes de réseau dans le domaine de l'électricité et du gaz et peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières (à ce sujet, voir également section 6.5.4.5.1.1 (« Le « Paquet énergie » »)).

6.5.2 Législation relative au marché du gaz

6.5.2.1 LÉGISLATION COMMUNAUTAIRE

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté, le 22 juin 1998, la directive 98/30/CE avec pour objectif d'établir un marché intérieur du gaz au sein des États membres. Cette directive a été abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, qui a procédé à une accélération de l'ouverture des marchés nationaux du gaz en prévoyant que cette ouverture s'appliquerait à l'ensemble des clients à compter du 1^{er} juillet 2007.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel sont définies dans la directive n° 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 13 juillet 2009 qui doit être transposée au plus tard le 3 mars 2011 et qui abroge, à cette même date, la directive n° 2003/55/CE du 26 juin 2003.

Cette directive définit, en particulier, les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, les règles relatives au transport, à la

distribution, à la fourniture et au stockage de gaz naturel, ainsi que les mesures et conditions d'accès des tiers aux installations et réseaux ainsi concernés.

À ce texte s'ajoute le règlement (CE) n°715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Il abroge le règlement (CE) n° 1775/2005 à compter du 3 mars 2011.

6.5.2.2 LÉGISLATION FRANÇAISE

La première directive de 1998 a été transposée en droit français par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie qui a été modifiée et complétée par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, par la LPOPE et par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

La directive 2003/55/CE a été transposée en France pour l'essentiel par la loi du 9 août 2004 et par la loi du 7 décembre 2006.

Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003

Accès aux réseaux de gaz naturel

Cette loi prévoit que les clients éligibles, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients éligibles

La loi du 3 janvier 2003 prévoit en particulier que les clients éligibles ont la possibilité de se fournir en gaz naturel auprès du fournisseur de leur choix.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, conformément à la directive 2003/55/CE, confirmée par la directive 2009/73/CE, et en application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de la loi du 13 juillet 2005, telles que modifiées par la loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008, qu'un client non résidentiel ne peut bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à condition que lui-même ou son prédécesseur sur ce site n'ait pas exercé son éligibilité pour ce site.

De même, un client non résidentiel ne peut prétendre au bénéfice des tarifs réglementés pour un nouveau site.

Il en va autrement pour les clients résidentiels qui, depuis la publication de la loi du 21 janvier 2008, peuvent, sous réserve d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010, bénéficier des tarifs réglementés pour un site à la seule condition de ne pas avoir eux-mêmes exercé leur éligibilité pour ce site, et peuvent également bénéficier des tarifs réglementés pour un nouveau site raccordé au réseau avant le 1^{er} juillet 2010.

La proposition de loi du Sénateur Poniatowski adoptée en première lecture par le Sénat le 25 mars 2010 proroge sans limitation de durée le droit aux tarifs réglementés pour les nouveaux sites des clients résidentiels et autorise ces mêmes clients résidentiels à revenir aux tarifs réglementés pour un site donné six mois après avoir exercé leur éligibilité. La proposition de loi sera examinée début mai par l'Assemblée nationale.

Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « Produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, à leur

demande, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel et aux services qui lui sont liés. Les modalités d'application de cette disposition sont fixées par le décret n° 2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité. Les surcoûts induits par la fourniture au tarif spécial de solidarité sont compensés par une contribution due par les fournisseurs de gaz naturel et assise sur les quantités de gaz naturel vendues par ces fournisseurs aux consommateurs finals.

Fournisseurs

La loi qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le Ministre chargé de l'Énergie.

EDF est autorisé à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général (au titre d'un arrêté du Ministre délégué à l'Industrie du 14 septembre 2004) ainsi que depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

Transport et distribution de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit notamment que le transporteur et le distributeur doivent assurer la sécurité et l'efficacité de leur réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel compte tenu des contraintes techniques.

Détermination des tarifs

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution des installations de GNL et les tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont établis conjointement par le Ministre de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition ou avis de la CRE, en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Gaz Réseau Distribution France (GrDF) sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2008, pour une durée de quatre ans en application de l'arrêté du 2 juin 2008, modifié par l'arrêté du 24 juin 2009, approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 28 février 2008. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008 approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008.

Le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 modifie les conditions de détermination des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ce décret pose notamment le principe de couverture des coûts de chaque fournisseur en prévoyant que le Ministre de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie fixent, pour chacun, une formule tarifaire qui permet de déterminer les coûts moyens de fourniture. Les Ministres concernés fixent ensuite des barèmes de tarifs qui peuvent être modifiés, en cours d'année, par les opérateurs eux-mêmes, après saisine de la CRE.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, ses obli-

gations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 modifié par le décret n° 2010-129 du 10 février 2010 précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

Contrôle et sanctions

La loi du 3 janvier 2003 confère au Ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'Énergie un pouvoir d'enquête en matière de régulation du marché du gaz. Le Ministre chargé de l'Énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension pour une durée inférieure à un an de l'autorisation de fourniture du gaz naturel.

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité

LE RÉGIME DE LA CONCESSION

Le régime des concessions, institué par l'article 6 de la loi du 15 juin 1906, a été maintenu par la loi du 8 avril 1946, qui a transféré à EDF les concessions existantes et maintenu dans leurs droits les DNN, puis a été confirmé par la loi du 10 février 2000. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment constituées par des établissements publics de coopération intercommunale, voire au niveau départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par la directive n° 2003/54/CE et confirmée par la directive 2009/72 du 13 juillet 2009 a conduit à l'identification par la loi du 7 décembre 2006 d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la fourniture aux tarifs réglementés confiée à EDF et aux DNN dans leurs zones de desserte exclusive, et d'autre part celle du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à ERDF et aux DNN dans leurs zones de desserte, ainsi qu'à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. L'article 14 de la loi du 9 août 2004 prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats devront faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution) et par EDF (ou le DNN territorialement compétent) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés. Les contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

LES DROITS DES AUTORITÉS CONCÉDANTES

Les autorités concédantes détiennent les droits suivants :

- la faculté d'exercer elles-mêmes la maîtrise d'ouvrages des travaux de développement des réseaux de distribution ;
- la propriété des installations objet de la concession (biens de retour), à l'exception des postes sources pour la partie de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qui appartiennent à ERDF (cf. article 36 II de la loi du 9 août 2004) ;
- le droit de percevoir des redevances (voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions ») ci-dessus) ;

- la production d'électricité, limitée à des installations de proximité permettant de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau, et dont la puissance ne peut dépasser 1 MW (ou 2 MW en Guadeloupe, Guyane, Martinique et à La Réunion) conformément au décret n° 2004-46 du 6 janvier 2004 ;
- les actions de maîtrise de l'énergie des consommateurs desservis en basse tension en vue de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau public de distribution ;
- le contrôle de l'activité du concessionnaire, exercé par un agent de contrôle désigné par les autorités concédantes et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Pour plus de détails sur le contenu du contrat de concession et du cahier des charges, voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions ») ci-dessus.

6.5.4 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à des réglementations en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

6.5.4.1 RÉGLEMENTATION APPLICABLE AUX INSTALLATIONS CLASSÉES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

AUTORISATIONS

Les activités du groupe EDF sont soumises, dans la plupart des pays où il exerce ses activités, à l'obtention de permis, d'autorisations ou à la réalisation préalable de formalités. Ces obligations proviennent notamment des réglementations en matière d'environnement, d'urbanisme, de santé, d'hygiène et de sécurité.

Certaines installations exploitées en France par EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (« ICPE »). Selon les dispositions du Code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration préalable, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter prend la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, contenant des prescriptions de fonctionnement spécifiques.

Outre les régimes d'autorisation ou de déclaration ICPE, l'ordonnance n° 2009-663 du 11 juin 2009 relative à l'enregistrement de certaines installations classées pour la protection de l'environnement a modifié les dispositions du Code de l'environnement en créant un troisième régime d'installations : les installations soumises à une autorisation simplifiée « sous la dénomination d'enregistrement » (art. L. 512-7).

La réglementation relative aux ICPE impose également, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (« DRIRE »), lesquelles sont chargées d'organiser l'inspection des installations classées. En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'État.

DISPOSITIONS EN MATIÈRE D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

Les dispositions relatives à la sécurité de la réglementation sur les ICPE imposent, préalablement à l'autorisation d'une telle installation, la réalisation d'une étude de dangers comprenant une analyse des risques d'accidents et définissant les mesures propres à réduire la probabilité et les effets de ces accidents. Le projet de création d'une ICPE soumise à autorisation doit également faire l'objet d'une enquête publique relative aux incidences éventuelles du projet sur la santé, la sécurité et la salubrité publiques ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. Outre les prescriptions techniques relatives à la protection de la santé et à la sécurité, l'arrêté d'autorisation peut également imposer à l'exploitant d'une installation classée l'établissement d'un Plan d'Opération Interne (« POI ») définissant les mesures d'organisation, les mesures d'intervention et les moyens nécessaires pour protéger le personnel, les populations et l'environnement en cas de sinistre.

6.5.4.2 RÉGLEMENTATION SPÉCIFIQUE APPLICABLE AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

EDF est dorénavant soumis en France à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN »), qui fixe les principales dispositions applicables aux Installations Nucléaires de Base (« INB »). La loi a créé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »), autorité administrative indépendante, qui reprend une large partie des attributions précédemment dévolues à la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR), les Ministres conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale. En application de cette loi, l'ancien décret n° 1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires a été abrogé et remplacé par un nouveau décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives.

La loi TSN prévoit en particulier que la création d'une INB est autorisée, après enquête publique, par un décret du Premier Ministre, pris après avis de l'ASN et sur rapport du Ministre chargé de l'Énergie. Le décret d'autorisation définit le périmètre de l'installation, mentionne la nature et la capacité de l'installation, fixe le délai dans lequel celle-ci devra être mise en service et la périodicité des réexamens de sûreté si elle n'est pas égale à 10 ans et, enfin, impose les éléments essentiels permettant de garantir la protection, en particulier, de la santé et de la sécurité publiques, de la nature et de l'environnement. L'autorisation de mise en service est délivrée par l'ASN. Le réexamen de sûreté permet d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente pour les intérêts cités précédemment. La durée d'exploitation d'une INB n'est, en général, pas fixée par voie réglementaire mais, cependant, rien ne s'y oppose.

Par ailleurs, les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, susceptibles de provoquer des pollutions atmosphériques ou des odeurs spécifiques, ainsi que les limites associées seront fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, soumises à homologation du Ministre chargé de l'Énergie, en ce qui concerne les décisions fixant les limites.

D'autres prescriptions seront également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation, entreposés ou stockés dans celle-ci.

LES RÈGLES DE SÛRETÉ ET LE CONTRÔLE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

Les installations nucléaires d'EDF sont soumises dès leur création à la réglementation en matière de sûreté nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment le rapport préliminaire de sûreté qui constitue pour l'INB, l'étude de dangers exposant les mesures prises pour faire face aux risques inhérents à l'INB et limiter les conséquences d'un accident éventuel, une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de déconstruction et une étude de maîtrise des risques. Les INB doivent également respecter les règles générales fixées par arrêté ministériel en vue de la protection des risques en matière de sécurité, santé, salubrité ou de protection de la nature et de l'environnement. Un Plan d'Urgence Interne (« PUI ») précisant l'organisation et les moyens mis en œuvre en cas d'accident doit être établi par l'exploitant. Ce dernier doit rédiger en outre un rapport annuel, soumis au CHSCT (Comité Hygiène, Sécurité et Conditions de Travail) et rendu public, exposant notamment les dispositions prises en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. Par ailleurs, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai, notamment à l'ASN qui veille à l'adoption de mesures appropriées pour y remédier et pour éviter le renouvellement d'un tel accident ou incident.

L'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection. Ces décisions sont soumises à l'homologation des Ministres concernés.

La loi TSN met également en place des dispositions concernant l'information du public et la transparence avec par exemple la constitution d'un Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire ou la possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'exploitant des informations sur les risques liés à la sûreté de son installation.

Enfin, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, tel que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation.

LA DÉCONSTRUCTION DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

La mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une INB sont autorisées par décret pris après avis de l'ASN. Cette dernière définit les prescriptions relatives à la déconstruction et le décret fixe notamment les caractéristiques de la déconstruction et son délai de réalisation. Une fois la déconstruction effectuée, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement. Sous réserve de la procédure prévue par le décret INB, l'ASN prendra la décision de déclassement qui fera l'objet d'une homologation.

LES DÉCHETS RADIOACTIFS

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la manipulation, au stockage et à l'élimination des déchets nucléaires. EDF assume la responsabilité des déchets nucléaires résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (« ANDRA »), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi du 30 décembre 1991. Le mode de stockage des déchets nucléaires en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains stockages temporaires sur les sites EDF, les déchets à très faible activité (« TFA ») produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA, dit « TFA » ouvert en 2003. Les déchets à faible et moyenne activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'aube de l'ANDRA (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue, dit « HAVL », issus du traitement des combustibles usés sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre de AREVA NC (ex-Cogema) à La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

Les déchets à moyenne activité et vie longue, dit « MAVL » (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine, etc.) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive de gestion long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

La Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets radioactifs a rendu un rapport global d'évaluation le 18 janvier 2006. Celui-ci retenait le « Stockage réversible en situation géologique profonde » comme la voie de référence pour une gestion définitive des déchets ultimes, même si les conditions d'une éventuelle décision finale de réalisation d'un stockage n'étaient pas encore réunies. Suite à l'adoption de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, des recherches et études relatives aux déchets HAVL et MAVL sont poursuivies selon les trois axes complémentaires suivants :

- séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue, afin de disposer en 2012, d'une évaluation des perspectives industrielles de ces filières et de mettre en exploitation un prototype d'installation avant le 31 décembre 2020 ;
- stockage réversible en couche géologique profonde : choix et conception d'un centre de stockage dont la demande d'autorisation devrait être instruite en 2015 et sous réserve de cette autorisation, mis en exploitation en 2025 ;
- entreposage : en vue, au plus tard en 2015, de créer de nouvelles installations d'entreposage ou de modifier des installations existantes.

La question de l'option devant être retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue a également fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (« CNDP »). Le compte-rendu de ce débat ainsi que le bilan dressé par son Président ont été rendus publics le 27 janvier 2006. L'apport le plus notable de la CNDP est l'apparition d'une nouvelle stratégie possible consistant à prévoir à la fois la poursuite des expérimentations sur le stockage géologique et la réalisation d'un prototype d'entreposage pérennisé.

Outre l'étude des trois axes complémentaires mentionnés ci-dessus, la loi de programme du 28 juin 2006 prévoit qu'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, mis à jour tous les 3 ans, dresse le

bilan des modes de gestion existants et recense les besoins prévisibles en matière de stockage et d'entreposage ; elle précise qu'un centre de stockage en couche géologique profonde est une installation nucléaire de base dont l'autorisation de création par décret en Conseil d'État est précédée d'un débat public. Cette loi précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs.

Enfin, elle prévoit les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et déchets radioactifs. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne pourront être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et devront faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions sera contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le Ministre chargé de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, elle-même soumise à une Commission nationale d'évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le transport des déchets radioactifs est soumis en France aux articles L. 1333-1 et suivants du Code de la défense régissant la protection et le contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la réglementation relative au transport national et international de marchandises dangereuses, sous le contrôle de l'ASN. Cette dernière effectue une analyse critique des dossiers de sûreté proposés par les requérants pour obtenir l'agrément de leur modèle de colis. Ces textes ont pour objectif d'empêcher la perte ou la disparition de colis de matières nucléaires notamment durant leur transport et d'assurer la sûreté humaine et environnementale en maîtrisant les risques de contamination par les colis de matières nucléaires.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires - dont les dispositions sont applicables à compter du 29 juin 2007 - précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de programme de juin 2006.

Ainsi, l'exploitant évalue les charges selon cinq catégories (charges de déconstruction des installations nucléaires, charges de gestion de leurs combustibles usés, etc.) qui font l'objet d'une décomposition en opérations définies conformément à une nomenclature fixée par un arrêté de l'autorité administrative. Cette évaluation des charges est effectuée au moyen d'une méthode reposant sur une analyse des différentes options raisonnablement envisageables pour conduire l'opération et sur cette base procéder au choix prudent d'une stratégie de référence.

Le taux d'actualisation, utilisé pour le calcul du montant des provisions, est déterminé par l'exploitant et ne doit excéder ni le taux de rendement attendu des actifs de couverture gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet, ni un plafond fixé par arrêté de l'autorité administrative.

Différents actifs de couverture sont admissibles, avec une répartition en pourcentage, comme par exemple des obligations, créances ou valeurs émises ou garanties par un État de la Communauté européenne ou de l'OCDE, ou des actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège sur le territoire d'États de la Communauté européenne ou de l'OCDE.

Les actifs de propriété, les actes et titres consacrant les créances, les comptes de dépôt doivent être conservés ou ouverts en France. Un inventaire permanent des actifs de couverture doit être tenu par l'exploitant et une synthèse transmise trimestriellement à l'autorité administrative. Le conseil d'administration de l'exploitant fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, en respectant l'objet des actifs et les principes de prudence et de répartition des risques.

En outre, doivent être mis en place un comité, constitué par le conseil d'administration, chargé d'examiner et de rendre un avis sur le cadre de la

politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, ainsi qu'une procédure permanente de contrôle interne du dispositif de financement des charges et en particulier de leur évaluation et de la gestion des actifs de couverture.

Enfin, un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

LA RÉGLEMENTATION DE LA RADIOPROTECTION

En France, le Code de la santé publique précise que la totalité des activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants est contrôlée par l'ASN. La protection générale de la population contre ces rayonnements réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants, qui transpose les dispositions de la directive 92/29/EURATOM du 13 mai 1996 et de la directive 97/43/EURATOM du 30 juin 1997, fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation française sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, issue de la directive 96/29/EURATOM et du décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Pour assurer la transposition de la directive 2003/122/EURATOM du 22 décembre 2003 relative au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines, et introduire les modifications résultant de la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, la partie réglementaire du Code de la santé publique a été modifiée par le décret n° 2007-1582 du 7 novembre 2007 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants.

LA RESPONSABILITÉ CIVILE DES EXPLOITANTS D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963 complémentaire à la Convention de Paris. Ces deux conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France, le Royaume-Uni et l'Allemagne, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France, au travers d'EDF, au Royaume-Uni au travers d'EDF Energy et en Allemagne, au travers d'EnBW). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968, telle que modifiée.

La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité, qui présente les caractéristiques suivantes :

- *dommages couverts* : réparation de tous les dommages aux personnes et aux biens ;
- *nature de la responsabilité* : responsabilité objective, c'est-à-dire même en l'absence de faute de l'exploitant ;
- *exonérations* : l'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de



conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou à un cataclysme naturel de caractère exceptionnel. Les actes de terrorisme ne constituent pas une exonération ;

- *personne responsable* : principe de canalisation de la responsabilité sur un intervenant unique : l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages ;
- *limitations de la responsabilité* : la responsabilité de l'exploitant peut être limitée à la fois dans son montant et sa durée par les législations nationales, sous réserve de respecter le montant minimal commun de responsabilité fixé par les Conventions :
 - si l'installation se situe en France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident ;
 - au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 228,6 millions d'euros ;
 - au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la Convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 381,1 millions d'euros.
- *garantie financière* : obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'État dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 4.1.3 (« Assurances ») ci-dessus sur les assurances).

Des protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation sensiblement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages collatéraux. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'État où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et à concurrence de 1 200 millions d'euros. Au-delà de ce montant, les États parties à la Convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros.

En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident.

Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « Dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement.

Enfin, les protocoles modificateurs prévoient que les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant sont désormais limités aux cas de conflits armés, d'hostilités, de guerre civile ou d'insurrection (les catastrophes naturelles ne sont plus un cas d'exonération).

Ces nouvelles dispositions ont été transposées en droit français par la loi TSN du 13 juin 2006 précitée. Ces dispositions ne seront toutefois applicables

qu'à la date d'entrée en vigueur des Protocoles mentionnés ci avant lorsqu'au moins deux tiers des états signataires les auront ratifiés. De son côté, la France a adopté une loi permettant la ratification des deux protocoles (loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006), mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants initiés par le Ministère des Affaires étrangères.

6.5.4.3 RÉGLEMENTATIONS APPLICABLES AUX AUTRES MODES DE PRODUCTION DU GROUPE

RÈGLES SPÉCIFIQUES EN MATIÈRE DE PRODUCTION THERMIQUE À FLAMME

Les activités de production thermique à flamme (« THF ») du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE. Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne n° 2001/81 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80 du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC) (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF ») ci-dessous pour une description de cette réglementation spécifique).

Des dérogations sont possibles pour les installations fonctionnant 20 000 heures maximum entre 2008 et 2015 et il est également prévu un système de réduction des émissions de polluants (SNR) qui pourrait permettre la mutualisation des rejets suite au regroupement de différentes installations et entraîner ainsi plus de souplesse. La directive 2003/105/CE du 16 décembre 2003 (dite Seveso 3), a été transposée par le décret n° 2005-989 du 10 août 2005 (seuils hauts) et l'arrêté du 29 septembre 2005 (seuils bas). Elle modifie la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses (dite directive « Seveso 2 ») et pourrait avoir un impact sur les activités du groupe EDF. En effet, cette directive abaisse notamment les quantités autorisées de substances cancérigènes et/ou dangereuses pour l'environnement pour les installations produisant, utilisant, manipulant ou stockant ces substances. Ainsi, certaines centrales thermiques à flamme d'EDF pourraient être soumises au régime plus strict des installations Seveso et se voir imposer des obligations renforcées en matière de sécurité et de constitution de garanties financières.

RÈGLES SPÉCIFIQUES EN MATIÈRE D'INSTALLATIONS HYDRAULIQUES

Les installations hydrauliques sont soumises en France au régime instauré par la loi du 16 octobre 1919 modifiée. Elles font l'objet de concessions accordées par le Premier Ministre (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par le préfet (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique ») concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises à la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau et à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

CONDITIONS D'INSTRUCTION D'UNE DEMANDE DE RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS HYDRAULIQUES

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008, pris en application de la loi du 16 octobre 1919, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret intègre les modalités d'application de la loi n° 93-122 du 29 janvier 1993 (dite loi Sapin) qui impose, dans les délégations de service public, une procédure de mise en concurrence des différents candidats. L'ancien droit de préférence au bénéficiaire du concessionnaire sortant a été supprimé par la loi de finances rectificative pour 2006 du fait de sa non-compatibilité avec la procédure de mise en concurrence. Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 d'août 2009 a prévu que le montant de cette redevance pourra être dé plafonné au-delà de 25%, seuil fixé par la loi de finances rectificative pour 2006. Le projet de loi Grenelle 2, en cours de discussion, prévoit, à la date du présent Document de Référence, qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque mise en concurrence. En l'état du projet de loi, une partie du produit de cette redevance serait également affectée aux communes concernées.

Le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 fixe les règles et procédures d'une demande de concession hydroélectrique dans un régime de concurrence. Il détermine 3 critères de choix du futur concessionnaire : garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau ; meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire sera d'une durée de 5 ans désormais (contre 11 ans actuellement).

RÈGLES SPÉCIFIQUES À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

En France, la construction d'installations éoliennes est soumise, en application des articles R. 421-2 du Code de l'urbanisme à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. L'implantation d'une ou plusieurs éoliennes nécessite préalablement une enquête publique et une étude d'impact lorsque la hauteur du mât dépasse 50 mètres. Une notice d'impact est néanmoins requise par l'article L. 553-2 du Code de l'environnement lorsque la hauteur est inférieure.

Au travers de l'élaboration du projet de loi Grenelle 2, le Gouvernement a manifesté son souhait de faire évoluer la réglementation afin de soumettre les installations éoliennes au régime juridique des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).

6.5.4.4 AUTRES RÉGLEMENTATIONS EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT, DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

RÉGLEMENTATION EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT

Loi « Grenelle 1 »

La loi de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dite « Grenelle 1 » du 3 août 2009 a été publiée au JO du 5 août 2009, après avoir été adoptée à une quasi-unanimité.

Composé de 57 articles, le texte regroupe un ensemble d'engagements et d'objectifs généraux à moyen et long terme en matière environnementale, au nombre desquels figurent la réduction des émissions de gaz à effet de

serre, l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables, la protection de la biodiversité et des milieux naturels, la prévention des risques pour l'environnement et la santé ainsi que la gestion des déchets. Par ailleurs, la loi assure un renforcement du rôle des associations et de l'information en matière environnementale et contient diverses dispositions relatives à la gouvernance d'entreprise.

La plupart des dispositions demeurent néanmoins dénuées de portée normative, les orientations et les objectifs ainsi fixés par le législateur ayant vocation à trouver leur déclinaison opérationnelle dans le projet de loi portant engagement national pour l'environnement, dit Grenelle 2, adopté par le Sénat le 8 octobre 2009. Il devrait être soumis à l'Assemblée nationale, puis adopté au cours du premier trimestre 2010.

Loi sur la « responsabilité environnementale »

La loi du 1^{er} août 2008, relative à la responsabilité environnementale, assure la transposition de la directive 2004/35/CE du 21 avril 2004. Les règles nouvelles (articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement) ont pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux d'une certaine gravité affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La réparation est uniquement d'ordre écologique et doit permettre un retour des milieux naturels à l'état antérieur ou à un état équivalent. Les règles nouvelles ne modifient pas le régime de responsabilité à l'égard des tiers qui continue de s'appliquer par ailleurs.

Loi sur l'eau et les milieux aquatiques

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise principalement à la reconquête de la qualité écologique des cours d'eau et à l'amélioration de la gestion de l'eau, comporte des dispositions susceptibles d'affecter EDF mais permet également d'inclure dans la politique de la gestion de l'eau la prise en compte des enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement électrique et des impératifs de la production hydroélectrique.

C'est ainsi que certaines contraintes se trouvent renforcées, du fait notamment de l'augmentation du débit minimal à l'aval des barrages, de la possibilité de modifier ou de retirer le titre d'exploitation, en cas de perturbations causées à certains poissons migrateurs par le fonctionnement de l'ouvrage, ou encore de la révision des classements de cours d'eau, pour y interdire la réalisation de nouveaux ouvrages ou fixer des prescriptions lors des renouvellements de titres d'exploitation. Toutefois, un assouplissement du régime du débit minimal est prévu dans certains cas, notamment pour les aménagements contribuant à la production de pointe, et une simplification des procédures administratives est par ailleurs organisée qui facilitera l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires.

La loi a également renforcé la portée juridique de certains documents de gestion de l'eau ; ainsi les Schémas d'Aménagement et de Gestion de l'Eau deviennent de véritables règlements opposables à tous et susceptibles de contenir des normes relatives à la qualité ou la quantité d'eau.

Le Règlement n° 1100/2007 du Conseil du 18 septembre 2007 instituant des mesures de reconstitution du stock d'anguilles européennes est en vigueur depuis le 25 septembre 2007 et applicable directement, sans mesure de transposition. Il impose à chaque État membre d'élaborer rapidement (communication à la Commission pour le 31 décembre 2008) des plans de gestion de l'anguille pour chaque bassin hydrographique concerné. Ces plans de gestion ont comme objectif de réduire la mortalité anthropique afin d'assurer un taux d'échappement vers la mer d'au moins 40 % de la biomasse d'anguilles. Parmi les mesures énumérées dans le Règlement, le plan de gestion peut comporter « Des mesures structurelles visant à permettre le franchissement des rivières et à améliorer les habitats pour les cours d'eau » ainsi que « L'arrêt temporaire des turbines des centrales hydroélectriques ».

Le plan de gestion national, intégrant les mesures prises sur chaque bassin, a été communiqué fin décembre par l'État français. Il est en cours d'examen par la Commission.

PCB et PCT

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant doit être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. En France, le plan national d'élimination et de traitement des appareils au PCB a été approuvé par arrêté ministériel du 26 février 2003. Pour une dizaine d'entreprises qui disposaient de plus de 300 appareils, le plan particulier d'élimination pour chacune de ces entreprises (dont EDF) figure à l'annexe 11 du plan national. Le plan particulier à mettre en œuvre par EDF implique le traitement d'un certain nombre d'appareils chaque année, l'intégralité des appareils devant être traité, comme indiqué ci-dessus, au plus tard le 31 décembre 2010.

Gaz à effet de serre

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto. La directive prévoit en particulier que des quotas d'émission de GES doivent être affectés aux exploitants des entreprises concernées sur la base d'un « Plan national d'allocation des quotas » (« PNAQ »). En France, cette directive a principalement été transposée par l'ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de GES, et par le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas de GES. En application de cette réglementation, un premier PNAQ affectant des quotas de GES aux exploitants concernés pour la période 2005-2007, a été approuvé en France par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005, après avis favorable de la Commission européenne. Le PNAQ2 a été approuvé par décret le 15 mai 2007. Il fixe la quantité totale des quotas de CO₂ pour cette période à 132,8 Mt CO₂, la quantité de quotas affectée au secteur électrique à 25,6 Mt dont 16,58 Mt CO₂ annuels pour EDF. Le PNAQ2 précise que les exploitants pourront utiliser, dans la limite de 13,5 % de l'affectation de quotas prévue pour leurs installations, des URE ou REC (crédits issus des activités de projet) pour s'acquitter de leur obligation de restitution de quotas. Il annonce la suppression de la possibilité de la mise en réserve des quotas entre les périodes 2005-2007 et 2008-2012, suppression confirmée par l'article 100 de la loi n° 2007-1822 du 24 décembre 2007.

L'arrêté du 31 mai 2007 fixe la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émissions de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés pour la période 2008-2012.

L'article 8 de la loi de finances rectificative pour 2008 prévoit pour faire face à l'insuffisance de la réserve une réduction de l'enveloppe des quotas d'émission destinés aux installations du secteur de la production d'électricité, affectés par le PNAQ II (2008-2012) mais non encore délivrés au 31 décembre 2008 de 10 % en 2009, 20 % en 2010, 35 % en 2011 et 60 % en 2012. La loi prévoit que les quotas ainsi dégagés pourront être vendus par l'État dans des conditions définies par décret en Conseil d'État. La répartition de

la réduction sur les années 2009 à 2012 est fixée annuellement par décret, après avis de la commission d'examen du plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

Le décret n°2009-231 du 26 février 2009 pris en application de l'article 8 III de la loi de finances rectificative pour 2008, qui prévoyait une réduction de 10 % de l'enveloppe des quotas destinés aux installations du secteur de la production de l'électricité définie dans le PNAQ II, a été abrogé par le décret n° 2009-1557 du 15 décembre 2009, cette mesure n'ayant pas reçu un avis favorable de la Commission européenne. L'abrogation de ce décret rend les dispositions de l'article 8 III de la loi de finances inapplicable pour 2009.

La directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 (directive dite « Crédits d'émission ») modifiant la directive 2003/87 a été transposée en droit français (article L. 229-5 et suivants du Code de l'environnement) par la loi n° 2005-1319 du 26 octobre 2005 et le décret n° 2006-622 du 29 mai 2006. Les crédits d'émission générés par les activités de projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe — MOC — et mécanisme de développement propre — MDP) peuvent ainsi être utilisés dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et servir, sous certaines conditions, à respecter les obligations de restitution de quotas incombant aux exploitants.

Le dispositif a été complété par décret et arrêté, datés du 29 mai 2006 ainsi que par un arrêté du 2 mars 2007 venant préciser les différentes étapes de la procédure nationale d'agrément de ces projets. Deux procédures d'agrément distinctes sont prévues selon qu'il s'agit de projets MDP ou de MOC réalisés en dehors du territoire national par des opérateurs français, ou de projets MOC réalisés en France par des opérateurs étrangers ou français, projets dits domestiques.

Ainsi les exploitants concernés, dont EDF, pourront, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus de ces projets pour respecter leurs obligations annuelles de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO₂ de leurs installations. La quantité de quotas allouée à EDF pour la 2^e période ayant fortement diminué, l'entreprise devra faire plus largement appel à ces mécanismes pour couvrir ses émissions. L'utilisation de ces crédits à cette fin a toutefois été limitée (cf ci-dessus 13,5 %).

À compter de 2013, les quotas ne seront plus alloués gratuitement, mais l'ensemble des quotas alloués au secteur énergétique sera mis aux enchères. EDF devra, par conséquent, acheter l'intégralité des quotas.

Certificats d'économie d'énergie

La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et ses textes d'application prévoient des dispositions en matière d'économies d'énergie. L'objectif visé est de diminuer de 2 % par an en moyenne d'ici 2015 l'intensité énergétique finale, c'est-à-dire le rapport entre la consommation d'énergie et le PIB.

C'est dans ce cadre que le Gouvernement a, pour la période 2006-2009, fixé aux fournisseurs d'énergie des objectifs d'économies d'énergie. EDF a ainsi mis en place un programme d'actions d'économies d'énergie lui permettant d'obtenir des Certificats d'Économies d'Énergie (« CEE ») en contrepartie dans l'objectif de satisfaire à ses obligations légales et réglementaires. EDF ne peut cependant garantir que les actions menées par le Groupe en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie seront suffisantes pour atteindre les futurs objectifs fixés par les pouvoirs publics. En effet, la 1^{ère} période (2006-2009) étant achevée, les autorités publiques devront fixer de nouveaux objectifs pour la prochaine période.

Sites naturels et sites classés (enfouissement des lignes)

Le groupe EDF est également soumis à la réglementation relative aux sites classés et protégés, en vertu de laquelle les lignes électriques sont soumises en France à une obligation d'enfouissement lorsqu'elles sont situées sur des sites classés et des parcs nationaux.

La protection de l'environnement par le droit pénal

Divers motifs, dont certaines catastrophes écologiques liées à des transports maritimes, ont conduit à l'adoption de la directive n° 2008/99/CE du 19 novembre 2008 relative à la protection de l'environnement par le droit pénal, qui a principalement pour objet d'identifier les actes gravement dommageables qui doivent être réprimés par tous les États membres. Si la plupart des infractions sont déjà réprimées en droit français, une innovation consiste en la répression d'actes « susceptibles » de nuire à l'environnement. Quant au niveau minimal des peines, la directive laisse à chaque État le soin de fixer « des sanctions pénales effectives, proportionnées et dissuasives ».

RÉGLEMENTATION EN MATIÈRE DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

Amiante

Le groupe EDF est en outre soumis aux textes législatifs et réglementaires relatifs à l'amiante. En France, la réglementation impose notamment la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumis à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéro-réfrigérantes (« TAR ») désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles dans ses TAR et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF est par ailleurs obligé de procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée. En l'absence de réglementation en la matière pour les TAR des INB, l'ASN a demandé en 2004 à EDF de ne pas dépasser, à titre provisoire et dans l'attente de l'adoption d'un arrêté spécifique, certaines concentrations en légionelles dans les bassins d'aéro-réfrigérants. En juin 2006, elle a également demandé que des mesures complémentaires soient mises en place pour renforcer le plan de surveillance existant et que des études de faisabilité approfondies soient réalisées pour chaque site afin de renforcer la prévention des légionelles dans les circuits.

6.5.4.5 PRINCIPAUX PROJETS DE RÉGLEMENTATIONS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UN IMPACT SUR LES ACTIVITÉS DU GROUPE EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du groupe EDF.

6.5.4.5.1 RÉGLEMENTATION FUTURE AU NIVEAU COMMUNAUTAIRE

6.5.4.5.1.1 Le « Paquet énergie »

Les directives 2009/72 et 2009/73, entrées en vigueur le 3 septembre 2009, devront être transposées en droit interne au plus tard le 3 mars 2011.

Les principales dispositions du 3^e Paquet, et notamment celles de la directive 2009/72, s'articulent autour de plusieurs idées forces :

(i) L'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport doit être mieux garantie.

Pour satisfaire cette exigence, la directive laisse aux États membres le choix entre trois options pour dissocier les activités de production/fourniture des activités de gestion des réseaux :

- la dissociation patrimoniale pure et simple des GRT (*Ownership Unbundling* ou « OU »), solution qu'elle privilégie, qui impose aux États membres de faire en sorte que la ou les mêmes personnes ne puissent exercer de contrôle sur une entreprise de fourniture et, simultanément, détenir une quelconque participation dans, ou exercer un quelconque droit sur, un réseau de transport ou un gestionnaire de réseau de transport. La réciproque de cette disposition s'applique également : autrement dit, le contrôle exercé sur un gestionnaire de réseau de transport exclut la possibilité de détenir une participation dans, ou d'exercer des droits sur, une entreprise de fourniture ;
- le gestionnaire de réseau indépendant (ISO¹), option qui permet aux entreprises verticalement intégrées de conserver la propriété des actifs du réseau, mais exige que le réseau de transport lui-même soit géré par un gestionnaire de réseau indépendant – une entreprise ou entité séparée de l'entreprise verticalement intégrée – qui assure toutes les fonctions d'un gestionnaire de réseau. La directive prévoit en outre la mise en place d'une réglementation et d'une surveillance permanente, pour garantir que le gestionnaire demeure véritablement indépendant de l'entreprise verticalement intégrée ;
- le gestionnaire de transport indépendant (ITO²) option privilégiée par la France, préserve les entreprises verticalement intégrées mais leur impose le respect de certaines règles garantissant l'indépendance des activités de production/fourniture par rapport à celles de gestionnaire de réseau de transport. Notamment :
 - (1) les règles garantissant l'indépendance du personnel et des dirigeants du GRT sont renforcées avec un rôle accru de l'autorité de régulation ;
 - (2) l'ITO doit disposer d'un organe de surveillance chargé de prendre les décisions qui pourraient avoir des répercussions importantes sur la valeur des actifs des actionnaires du GRT (décisions relatives à l'approbation du plan financier annuel du GRT, son niveau d'endettement...). Cet organe ne peut pas prendre de décision en ce qui concerne les activités quotidiennes de GRT ;
 - (3) l'ITO doit désigner un « *compliance officer* » chargé du contrôle du programme d'engagements de l'ITO.

(ii) L'indépendance et les pouvoirs des régulateurs nationaux doivent être renforcés car ils constituent un élément clé du bon fonctionnement du marché de l'électricité et une agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie mise en place.

La directive renforce l'indépendance des autorités de régulation en leur imposant une coopération solide entre gestionnaires de réseaux de transport est nécessaire à une bonne intégration des marchés du gaz et de l'électricité.

1 Independent System Operator.

2 Independent Transmission Operator.

Le 3^e Paquet Énergie établit par ailleurs des réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport dans les domaines de l'électricité (ENTSO-E) et du gaz (ENTSO – G) notamment dans le but d'assurer une évolution technique saine des réseaux européens de transport d'électricité et de gaz. Sur la base des plans nationaux de développement des réseaux, les ENTSO devront publier un plan de développement des réseaux sur 10 ans dans le but notamment d'identifier le manque d'investissements en matière de capacités transfrontalières.

6.5.4.5.1.2 « Paquet climat »

Le paquet climat est un ensemble de mesures visant à assurer que l'UE réalisera d'ici 2020 les objectifs :

- de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES),
- d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et d'une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

Les 5 textes composant le paquet climat ont été publiés au JOUE du 5 juin 2009 :

1. la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, directive ENR. La directive fixe la répartition de l'effort de 20 % d'ENR dans la consommation énergétique finale de l'Union européenne d'ici 2020 entre les États membres en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et du PIB. La France se voit fixer un objectif de 23 % d'énergies renouvelables. Chaque État membre devra par ailleurs adopter d'ici 2010 un plan d'action national comprenant les mesures appropriées pour atteindre ses objectifs, et la progression concernant la part des Énergies renouvelables devra suivre une trajectoire indicative ;
2. la décision n° 406/2009/CE relative à l'effort à fournir par les États membres pour réduire leurs émissions de GES. Aux termes de ce texte, la France doit réduire de 14 % ses émissions de GES dans les secteurs non couverts par le système d'échange de quotas (ETS) ;
3. la directive 2009/29/CE modifiant le système européen d'échange de quotas. Parmi les principales modifications apportées au système en place depuis 2005, qui seront en vigueur en 2013, peuvent être relevés le remplacement des plafonds nationaux limitant le nombre de quotas d'émission par un plafond unique pour toute l'Union et une réduction annuelle du volume global des quotas, l'élargissement du champ d'application (définition des gaz à effets de serre et catégories d'activités), et le principe d'une mise aux enchères des quotas qui s'appliquera pour certains secteurs progressivement : dès 2013 pour la totalité des quotas destinés au secteur énergétique et pour les autres secteurs, l'octroi de quotas gratuits devrait disparaître d'ici 2020 ;
4. la directive 2009/31/CE relative au stockage géologique du dioxyde de carbone (CCS). Elle fixe le cadre juridique de cette activité consistant à injecter le CO₂, après l'avoir capté et transporté depuis des installations industrielles, dans une formation géologique souterraine en vue de son stockage permanent. Ces activités sont incluses dans le système européen d'échange de quotas révisé. Afin d'encourager le captage des émissions de CO₂ issues des centrales à charbon, la directive prévoit que l'exploitant d'une nouvelle centrale devra évaluer la faisabilité du captage, du transport et du stockage de ses émissions de CO₂ et, à l'horizon 2020, toutes les nouvelles centrales devront, si possible, être équipées de la technologie CCS. La directive encadre l'activité de stockage, prévoyant notamment un régime d'autorisation d'explorer le sous-sol puis de l'exploiter aux fins de stockage, la réalisation d'études d'impact, des inspections environnementales et un transfert de responsabilité vers l'autorité nationale compétente après la fermeture du site de stockage ;
5. la décision portant nouvel encadrement des aides d'État à l'environnement. L'objectif principal de cette décision est la prise en compte de la priorité donnée à la lutte contre le changement climatique et aux instruments jugés indispensables pour y parvenir (efficacité énergétique,

énergies renouvelables, technologies « Propres »). Il permettra une plus grande souplesse dans l'attribution des aides.

Les États membres disposent d'un délai de 18 mois pour transposer en droit interne les dispositions des directives ENR et ETS et d'un délai de 24 mois pour la directive « stockage ». La décision relative au partage de l'effort est d'application directe.

6.5.4.5.1.3 Autres réglementations futures au niveau communautaires

Environnement

À la suite du programme CAFE (*Clean Air For Europe*), lancé en 2001 par la Commission européenne pour améliorer la qualité de l'air en Europe, et de la stratégie thématique sur la pollution atmosphérique du 21 septembre 2005 (communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen) qui définit les objectifs en matière de pollution atmosphérique et propose des mesures pour les atteindre à l'horizon 2020, a été lancée la révision de la directive n° 2001/81 (NEC) fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques. La phase de consultation préalable étant finie, une proposition de directive modificative devait être publiée par la Commission au mois de février 2008 mais a été repoussée à une date indéterminée en raison notamment de la volonté de la CE de prendre en compte le « Paquet énergétique » et les difficultés liées à la répartition entre les États membres. Cette proposition de directive proposerait notamment la mise en place d'un marché des émissions de SO_x et NO_x entre les États membres et le durcissement des plafonds nationaux d'émissions.

La proposition de directive du 24 octobre 2005 qui vise à établir un cadre communautaire afin de protéger et conserver le milieu marin prévoit que les États définiront des stratégies pour les eaux marines européennes avec pour objectif d'atteindre en 2021 un bon état écologique du milieu marin ; des programmes de surveillance et de diverses mesures seront adoptés. Certaines installations de production d'EDF (éoliennes *offshore*, centrales en bord de mer ou à l'intérieur des terres dès lors qu'elles sont susceptibles d'affecter directement ou indirectement le milieu marin) pourraient à terme être affectées par des contraintes nouvelles.

La proposition de directive sur les normes de qualité environnementale dans le domaine de l'eau et modifiant la directive n° 2000/60/CE établira des normes de qualité environnementale pour limiter la quantité de substances chimiques (appelées substances prioritaires) présentant un risque significatif pour l'environnement ou la santé dans les eaux de surface (cours d'eau, lacs, eaux côtières) de l'Union européenne. Elle demandera aux États membres de veiller au respect des normes. Cette obligation pourra donner lieu à des dispositions plus sévères concernant les rejets et émissions des installations d'EDF.

Ainsi que le préconisait le sixième programme d'action pour l'environnement, la Commission européenne a publié le 22 septembre 2006 une proposition de directive définissant un cadre pour la protection des sols qui a été adopté par le Parlement européen en 1^{ère} lecture le 14 novembre 2007. Le Conseil des Ministres européens de l'environnement réuni le 20 décembre 2007 n'a pas en revanche adopté ce texte, plusieurs États s'y opposant, au nombre desquels la France, au nom du principe de subsidiarité. Ce texte a pour objectif de définir les principes et actions, communs à tous les États membres, permettant de lutter activement contre la dégradation des sols et préserver leur capacité à remplir chacune de leurs fonctions écologiques, économiques, sociales et culturelles. Le texte pourrait être relancé à l'initiative des prochaines présidences de l'Union européenne.

La Commission a lancé le processus de révision de la directive IPPC (« *Integrated Pollution Prevention and Control* ») du 24 septembre 1996 (qui devait être transposée dans les États membres au mois d'octobre 2007 en 2005

(des consultations publiques se sont notamment déroulées de mai à juin 2007)). La Commission européenne a adopté le 21 décembre 2007 une communication « Amélioration de la politique en matière d'émissions industrielles » et une proposition de directive relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées, de la pollution). Cette proposition de directive révisée et refond en un seul texte juridique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Cette refonte devrait conduire à une meilleure application des Meilleures Technologies Disponibles, et à élargir le champ à d'autres activités. L'entrée en vigueur de la directive révisée est prévue pour 2016.

Nucléaire

L'anniversaire du traité Euratom a été l'occasion pour les institutions européennes de dresser le bilan de son application. Il en est ressorti que le Parlement souhaiterait que la codécision soit introduite dans le traité Euratom afin d'être obligatoirement associé au processus décisionnel. Néanmoins l'acquis communautaire en matière d'énergie nucléaire ainsi que sa modernité dans le contexte énergétique et climatique actuel ont été salués et les fondamentaux du traité ne devraient pas être modifiés prochainement.

Par ailleurs, un groupe de haut niveau sur la sûreté nucléaire et la gestion des déchets, composé de représentants des États membres et d'un représentant de la Commission, a été créé par le Conseil au cours du printemps 2007. Il est chargé d'identifier des approches harmonisées et de proposer des recommandations sur la sûreté des installations, la sûreté de la gestion des déchets et le financement de la déconstruction et de la gestion des déchets et du combustible usé. Ses travaux pourront, à terme, susciter de nouveaux développements de la réglementation nucléaire communautaire. La première réunion s'est tenue le 12 octobre 2007.

La Commission souhaiterait harmoniser les régimes de responsabilité civile nucléaire et procède actuellement à une étude d'impact tenant compte des conventions internationales de Paris et de Vienne et envisageant l'élaboration d'un régime « Communautaire ».

6.5.4.5.2 RÉGLEMENTATIONS FUTURES EN FRANCE

À l'automne 2008, une commission présidée par Paul Champsaur et composée d'experts et de parlementaires a été mise en place par le Ministre de l'Économie et par le MEEDDEM, avec pour mission de mener une réflexion visant à tracer des pistes d'évolution de l'organisation du système électrique français dans le but, tout à la fois, d'accélérer l'ouverture du marché à la concurrence, de créer un cadre incitatif à la relance nécessaire des investissements dans des moyens de production et de permettre aux consommateurs français de continuer à bénéficier de la compétitivité de l'électricité produite par EDF.

Les conclusions de la Commission, rendues publiques au mois d'avril 2009, s'articulent autour de trois idées :

- à tout fournisseur, doit être attribué « un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national. » ;
- les tarifs aux industriels (jaune, vert, TaRTAM) « ne seront plus nécessaires dès lors que la régulation à l'amont et la concurrence permettront de garantir aux consommateurs industriels l'accès à une électricité reflétant la compétitivité du parc de production. » ;
- les tarifs réglementés aux clients domestiques ne sont pas remis en cause.

Dans le prolongement de ce rapport, le Gouvernement a entamé un travail de rédaction d'un projet de loi dont le texte a été transmis au Conseil d'État fin mars, en vue d'une adoption définitive par le Parlement annoncée d'ici la fin de l'année 2010.

Le Groupe sera également soumis à la directive n° 2004/40/CE du 29 avril 2004 concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques), dont la date limite de transposition a été reportée par la directive 2008/46/CE au 30 avril 2012. Cette directive introduit des prescriptions minimales en matière d'évaluation et de réduction des risques ainsi qu'en matière d'information et de formation des travailleurs.

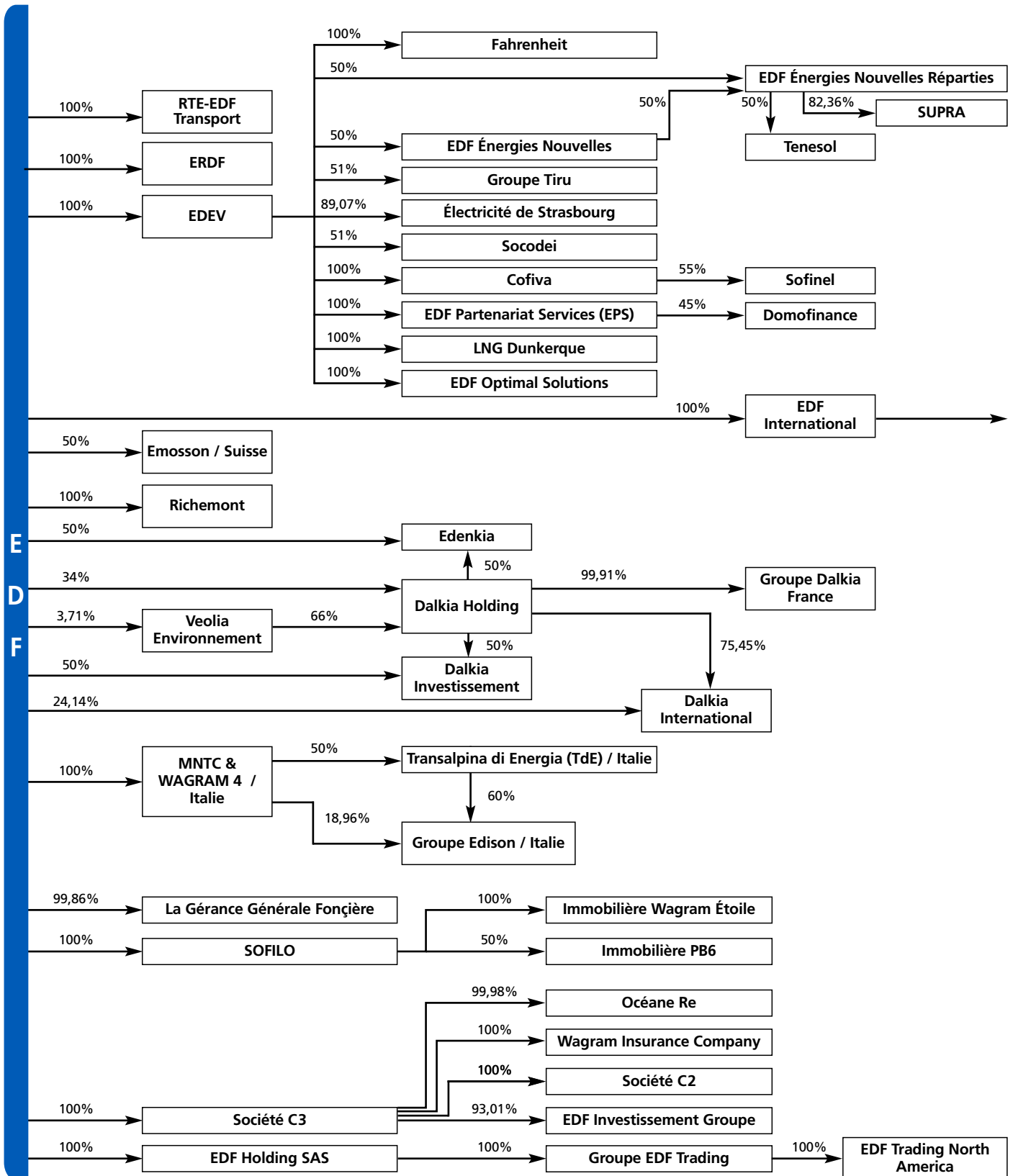
Ces prescriptions concerneront RTE et ERDF, compte tenu des champs électromagnétiques générés par les lignes ou les postes-sources à l'occasion de travaux sous tension ou non. Elles affecteront également la Direction Production-Ingénierie d'EDF qui emploie du personnel de maintenance électrique dans le voisinage des alternateurs situés en sortie de centrale de production.

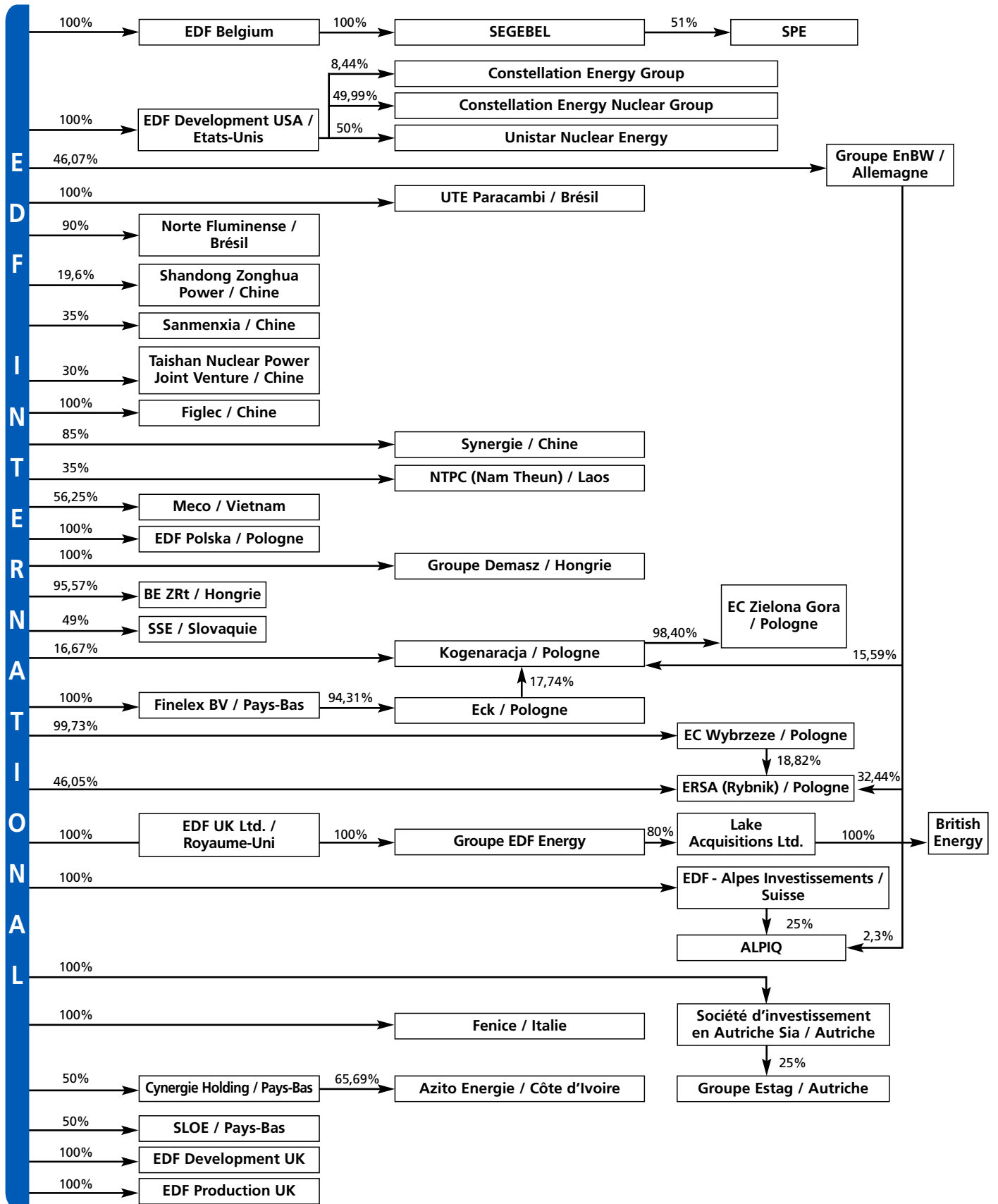
La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif indicatif de réduction des consommations à réaliser au niveau des États membres et laisse une assez large place à la subsidiarité aurait dû être transposée en droit interne avant le 17 mai 2008. Outre l'effort particulier d'information des clients qu'elle fait peser sur les fournisseurs d'énergie (exigences en matière de facturation et comptage), le rôle des fournisseurs d'énergie est laissé à l'appréciation des États membres. À ce jour, cette directive n'a été que partiellement transposée en droit interne.

7

Organigramme

Un organigramme juridique simplifié du Groupe au 31 décembre 2009 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité, correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.







Organigramme

L'intégralité des sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe est mentionnée à la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

INFORMATIONS RELATIVES AUX FILIALES

La présentation des activités des principales filiales du Groupe, la description de leurs dernières acquisitions, leurs soldes intermédiaires de gestion et/ou leur poids économique dans le Groupe figurent à la section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international ») du présent Document de Référence. Par ailleurs, la note 8.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par secteurs opérationnels.

MANDATS EXERCÉS PAR LES DIRIGEANTS D'EDF

Les mandats exercés par les dirigeants d'EDF au sein des filiales du groupe sont mentionnés à la section 14.1.2 (« Renseignements personnels relatifs aux membres du conseil d'administration »).

RELATIONS CONTRACTUELLES INTRAGROUPE

CONVENTIONS DE CENTRALISATION DE TRÉSORERIE CONCLUES ENTRE EDF ET SES FILIALES

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe. Ce *cash pooling* se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau maison mère. Il concerne certaines filiales, tant françaises qu'internationales. Il ne concerne pas RTE.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bipartite signée entre EDF et chaque filiale définit les conditions spécifiques de la relation : rémunération des soldes, etc.

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

FLUX FINANCIERS ENTRE EDF ET SES FILIALES

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. Une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EnBW et EDF Energy) est exclusivement versée à EDF International. La totalité des dividendes reçus par EDF International en 2009 est d'environ 476 millions d'euros (dividendes reçus en 2009 au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008). EDF n'a pas reçu de dividendes d'EDF International au titre de ce même exercice mais a reçu de ses autres filiales consolidées environ 707 millions d'euros de dividendes.

Les autres flux financiers existant entre EDF et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

Dans le cadre de la politique de centralisation du financement du Groupe décidée en 2006, EDF centralise le financement de ses filiales anglaises (hors financement des activités régulées). Dans ce cadre, EDF a créé en 2007 EDF Investissement Groupe dont l'objet est notamment de centraliser les financements intragroupe de moyen et long terme.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, ceux-ci ne sont pas significatifs. En effet, les filiales du Groupe disposent généralement de leurs propres services centraux et opèrent sous leurs propres marques.

Pour une description des flux financiers liés aux relations commerciales existant entre EDF et ses filiales, voir le chapitre 19 (« Opérations avec des apparentés ») ci-après.



8

Propriétés immobilières, usines et équipements

8.1 Actifs immobiliers tertiaires	151
8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction (« PEEC »)	151
8.3 Prêts d'accession à la propriété	151

8.1

Actifs immobiliers tertiaires

Le Pôle Immobilier (regroupant la direction de l'immobilier et ses filiales immobilières rattachées) assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités du Groupe en gérant et en optimisant un patrimoine immobilier de près de 4,4 millions de m² de locaux tertiaires, dont environ 77 % sont en pleine propriété du Groupe et 23 % sont loués à des tiers (prises à bail et concessions).

La direction de l'immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que d'exploitation-maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la direction de l'immobilier a pris des engagements de location sur la période 2010 - 2020 pour EDF à hauteur de 632 millions d'euros.

8.2

Participation des employeurs à l'effort de construction (« PEEC »)

EDF est assujéti à l'obligation de participer chaque année à l'« Effort de construction » à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2009 environ 14,2 millions d'euros.

En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

8.3

Prêts d'accession à la propriété

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale. À la suite de la conclusion d'un partenariat avec le Crédit Immobilier de France (« CIF »), celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès du CIF la compensation de l'écart entre le taux bonifié (auquel le CIF prête

aux agents d'EDF) et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée en 2005 ayant permis de retenir le CIF comme organisme bancaire.

Au 31 décembre 2009, l'encours « résiduel » non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élevait à 7,8 millions d'euros au bilan d'EDF.



9

Examen de la situation financière et du résultat

9.1 Chiffres clés	154
9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice	155
9.2.1 <i>Éléments de conjoncture</i>	155
9.2.1.1 Évolution du PIB	155
9.2.1.2 Évolution des prix de marchés de l'électricité et des principales sources d'énergie	155
9.2.1.3 Consommation d'électricité	158
9.2.1.4 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	158
9.2.1.5 Conditions climatiques	158
9.2.2 <i>Événements marquants</i>	159
9.2.2.1 Développements stratégiques	159
9.2.2.2 Activités en France	161
9.2.2.3 Environnement réglementaire (France)	162
9.2.2.4 Gouvernance	162
9.2.2.5 Ressources humaines	163
9.2.2.6 Financement du Groupe	163
9.2.2.7 Principales évolutions du périmètre de consolidation	163
9.3 Introduction à l'analyse des résultats 2009	164
9.4 Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements	164
9.5 Segmentation de l'information financière	164
9.6 Analyse du compte de résultat consolidé pour 2009 et 2008	165
9.6.1 <i>Chiffre d'affaires</i>	166
9.6.2 <i>Excédent Brut d'Exploitation (EBE)</i>	167
9.6.2.1 Achats de combustibles et d'énergie	167
9.6.2.2 Autres consommations externes	168
9.6.2.3 Charges de personnel	168
9.6.2.4 Impôts et taxes	168
9.6.2.5 Autres produits et charges opérationnels	168
9.6.3 <i>Résultat d'exploitation</i>	168
9.6.3.1 Provisions pour pertes de valeur	169
9.6.3.2 Autres produits et charges d'exploitation	169
9.6.4 <i>Résultat financier</i>	169
9.6.5 <i>Impôts sur les résultats</i>	169
9.6.6 <i>Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence</i>	169
9.6.7 <i>Résultat net part des minoritaires</i>	169
9.6.8 <i>Résultat net part du Groupe</i>	169
9.6.9 <i>Résultat net courant</i>	169
9.6.10 <i>Endettement financier net</i>	169
9.7 Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation	170
9.7.1 <i>France</i>	171
9.7.1.1 Ventilation de l'information financière du segment « France »	171
9.7.1.2 Ouverture du marché	171
9.7.1.3 Équilibre offre-demande	171
9.7.1.4 Chiffre d'affaires	171
9.7.1.5 EBE	171
9.7.1.6 Ventilation de l'information financière du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires	172
9.7.2 <i>Royaume-Uni</i>	173
9.7.2.1 Chiffre d'affaires	173
9.7.2.2 EBE	173
9.7.2.3 Résultat d'exploitation	173

9.1 Chiffres clés

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

Les chiffres clés du Groupe au 31 décembre 2009 sont les suivants :

EXTRAITS DES COMPTES DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	66 336	63 847	2 489	3,9	- 0,2
Excédent brut d'exploitation	17 466	14 240 ⁽³⁾	3 226	22,7	1,2
Résultat d'exploitation	10 107	7 910	2 197	27,8	-
Résultat avant impôts des sociétés intégrées ⁽⁴⁾	5 582	4 860	722	14,9	-
Résultat net part du Groupe	3 905	3 484	421	12,1	-
Résultat net courant ⁽⁵⁾	3 923	4 392	(469)	- 10,7 ⁽⁶⁾	-

(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 » (voir note 1 et 2 aux comptes consolidés) et de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires de trading d'Edison.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

(3) Le montant intègre la provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM (1 195 millions d'euros). Avant prise en compte de cette provision, l'excédent brut d'exploitation 2008 serait de 15 435 millions d'euros. La croissance de l'excédent brut d'exploitation 2009 (qui n'intègre pas de provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM) est de 2 031 millions d'euros soit + 13,2 % par rapport à celui de 2008 (avant prise en compte de la provision TaRTAM).

(4) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net du groupe EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence et des intérêts minoritaires.

(5) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents nets d'impôts (voir § 9.6.9).

(6) - 9,6 % à périmètre et change constants.

EXTRAITS DES BILANS CONSOLIDÉS

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	31/12/2009 ⁽²⁾	31/12/2008 ⁽¹⁾
Actif immobilisé	148 417	117 481
Stocks et clients	32 295	28 434
Autres actifs	49 485	41 982
Trésorerie et équivalents et autres actifs liquides	11 717	12 595
TOTAL DE L'ACTIF	241 914	200 492
Capitaux propres — part du Groupe	27 952	23 197
Intérêts minoritaires	4 773	1 801
Passifs spécifiques des concessions	39 884	38 516
Provisions	57 992	48 137
Emprunts et dettes financières ⁽³⁾	54 213	37 071
Autres passifs	57 100	51 770
TOTAL 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 » (voir note 1 et 2 aux comptes consolidés).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

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

CASH FLOW OPÉRATIONNEL

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	12 133	10 083	2 050	20,3

(1) Le cash flow opérationnel n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le tableau de flux de trésorerie consolidé du Groupe.

EDF utilise comme indicateur le « cash flow opérationnel » qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur, appelé également « Funds from operations » (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation (Tableau des flux de trésorerie) corrigé d'effets non récurrents, hors variation du besoin en fonds de roulement, diminué des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Emprunts et dettes financières	53 868	37 451	16 417	43,8
Dérivés de couvertures des dettes	373	(381)	754	- 197,9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 982)	(5 869)	(1 113)	19,0
Actifs liquides	(4 735)	(6 725)	1 990	- 29,6
Dettes financières nettes des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	(28)	-	(28)	n.s.
ENDETTEMENT FINANCIER NET	42 496	24 476	18 020	73,6

9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice

9.2.1 Éléments de conjoncture

La crise de grande ampleur qui affecte l'économie mondiale depuis l'automne 2008 a pesé fortement sur la demande électrique européenne (avec un recul moyen de 3 % en 2009 par rapport à 2008), ainsi que sur les prix de l'électricité et du gaz naturel.

9.2.1.1 ÉVOLUTION DU PIB ⁽¹⁾

Après une baisse d'activité déjà forte fin 2008 et encore accentuée au premier trimestre 2009 dans une majorité de pays, l'activité des économies avancées ⁽²⁾ s'est stabilisée au deuxième trimestre, et a progressé au troisième trimestre 2009 (+ 0,5 %), principalement grâce aux plans de relance et à la normalisation de la situation financière. Cette amélioration n'a pas été homogène, certains pays comme l'Espagne et le Royaume-Uni n'étant toujours pas sortis de la récession.

Au quatrième trimestre, le climat conjoncturel semble continuer globalement de s'améliorer.

Le PIB au sein de l'OCDE devrait régresser de 3,6 % en 2009, après une croissance de 0,3 % en 2008 (+ 2,4 % en 2007). Dans la **zone Euro**, il devrait régresser de 3,9 % en 2009, après une croissance de 0,5 % en 2008 (+ 2,7 % en 2007).

En France, sur l'année 2009, le PIB serait en baisse de 2,3 % après une croissance de 0,3 % en 2008 (+ 2,1 % en 2007).

La baisse du PIB du Royaume-Uni devrait atteindre 4,7 % en moyenne annuelle en 2009, contre une progression de 0,6 % en 2008.

En Allemagne, l'évolution du PIB devrait être de - 4,8 %, après les + 1 % de 2008.

L'Italie enregistrerait une activité en repli de 4,9 % contre une décroissance de 1,0 % en 2008.

9.2.1.2 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE

9.2.1.2.1 PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

– Prix spot en France, en Allemagne, au Royaume-Uni et en Italie ⁽³⁾

En 2009, les prix du jour pour le lendemain (spot) de l'électricité en Europe se sont repliés par rapport à 2008. Ils ont suivi l'évolution des prix des combustibles fossiles et des quotas de CO₂.

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis, en moyenne en 2009, à 43 €/MWh en base et 58,2 €/MWh en pointe, en baisse de 37,8 % en base (- 26,1 €/MWh) et de 36,6 % en pointe (- 33,6 €/MWh) par rapport à 2008.

La consommation française a diminué d'environ 1,6 % ⁽⁴⁾ en 2009 par rapport à 2008, principalement en raison du ralentissement économique. La production d'électricité a été moins importante qu'en 2008, principalement en raison d'un nombre plus important de prolongations d'arrêts de tranches sur le parc nucléaire, liées notamment aux mouvements sociaux du printemps et à des aléas techniques sur les alternateurs et les générateurs de vapeur de certaines tranches.

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 38,9 €/MWh en base et 51,2 €/MWh en pointe en 2009. Ils ont diminué de 40,9 % (- 26,9 €/MWh) en base et de 41,9 % (- 36,9 €/MWh) en pointe par rapport

1 Source : note de conjoncture INSEE, décembre 2009. Pour ce qui concerne les prévisions, il s'agit d'estimations communiquées par l'INSEE.

2 Pays membres de l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Économiques).

3 France : cotation moyenne de la veille sur la Bourse Powernext pour une livraison le jour même ; Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EEX pour une livraison le jour même ; Royaume-Uni : cotation moyenne Platts de la veille sur le marché de gré à gré pour une livraison le jour même ; Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME (PUN) pour une livraison le jour même.

4 Source : RTE, bilan électrique 2009.

à 2008. Cette baisse plus prononcée des prix allemands par rapport aux prix français s'explique par une offre plus abondante en Allemagne qu'en France. Les prix spot allemands en base ont été en moyenne inférieurs de 4,2 €/MWh aux prix français en 2009 contre 3,4 €/MWh en 2008.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot se sont établis en moyenne en 2009 à 41,1 €/MWh en base et 50 €/MWh en pointe, en baisse d'environ 55 % en base (- 48,9 €/MWh) comme en pointe (- 63,7 €/MWh) par rapport à 2008.

Cette baisse plus prononcée qu'en France et qu'en Allemagne s'explique par le net recul des prix du gaz en 2009 par rapport à 2008. En outre, la diminution des prix des quotas de CO₂ et le moindre impact des contraintes liées à la directive européenne GIC (Grandes Installations de Combustion) en raison des investissements réalisés au Royaume-Uni dans des moyens de dépollution, ont tiré les prix spot à la baisse.

En **Italie**, les prix spot en base ont suivi la même tendance pour reculer de 25,9 % par rapport à 2008 et s'établir en moyenne à 63,7 €/MWh. Cette baisse moins marquée que dans les autres pays européens s'explique principalement par un plus faible recul des prix du gaz. En effet, en Italie, les prix des contrats gaz sont généralement calculés à partir de moyennes mobiles sur une durée qui peut aller jusqu'à 6 mois.

– Prix à terme de l'électricité en France, en Allemagne et au Royaume-Uni ⁽¹⁾

Après avoir fortement varié au cours de l'année 2008, les prix à terme de l'électricité ont été plus stables en 2009. En moyenne, ils s'inscrivent en baisse de plus de 30 % d'une année sur l'autre. Ils ont globalement suivi l'évolution des prix des combustibles fossiles et des quotas de CO₂.

En **France**, le contrat annuel 2010 s'est négocié en moyenne à 51,7 €/MWh en base et à 72,4 €/MWh en pointe, en baisse de 30,2 % par rapport au prix du contrat annuel 2009 coté en 2008.

Au cours des deux premiers mois de 2009, le contrat annuel 2010 a fortement diminué pour atteindre le 25 février son niveau historique le plus bas à 43,8 €/MWh avant de remonter à partir du mois de mars pour se stabiliser entre 47 et 55 €/MWh sur le second semestre. Sur les deux derniers mois de l'année, le contrat annuel 2010 répercute les variations des prix du contrat « 1^{er} trimestre 2010 » influencé par la variabilité des anticipations des acteurs des marchés de l'équilibre offre-demande pour l'hiver à venir.

En **Allemagne**, le contrat annuel 2010 a suivi la même tendance que le contrat annuel français. Il s'est établi à 49,2 €/MWh en base, soit une diminution de 30 % par rapport aux prix du contrat annuel 2009 coté en 2008. L'écart de prix entre les contrats allemands et français est resté stable au cours des trois premiers trimestres 2009 : le prix pour la France a été plus élevé de 2 €/MWh en moyenne. Cet écart augmente fortement en fin d'année pour atteindre 7 €/MWh au début du mois de novembre avant de redescendre à 3,5 €/MWh en fin d'année. Cette forte volatilité est liée à l'influence en fin d'année des prix spot français sur le contrat annuel 2010. En Allemagne au contraire, les prix à terme ont suivi de manière constante la baisse du prix des combustibles fossiles tout au long du deuxième semestre 2009.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel « *April ahead* » base a suivi les évolutions des prix du gaz et des quotas de CO₂. Il a baissé tout au long du second semestre en raison d'une diminution des prix du gaz pour atteindre 45,7 €/MWh le 31 décembre 2009.

9.2.1.2.2 PRIX DES PERMIS D'ÉMISSION DE CO₂ ⁽²⁾

Les prix des quotas d'émission de CO₂ pour livraison en décembre 2010 ont baissé de 42,2 % par rapport aux prix des quotas pour livraison

2009 cotés en 2008. Ils s'établissent en moyenne à 13,4 €/t. La crise économique a entraîné un ralentissement de la production industrielle conduisant à une baisse des émissions de CO₂ avec pour conséquence une forte diminution des prix des quotas.

9.2.1.2.3 PRIX DES COMBUSTIBLES FOSSILES

	Gaz naturel (p/th)	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)
Prix fin 2008	58,8	86	45,6
Prix fin 2009	46,3	87,3	77,9
Variation moyenne 2009/2008 en %	- 36,2	- 40,2	- 36,5
Plus haut de l'année	60,4	97,5	79,7
Plus bas de l'année	33,1	70,5	39,6
Moyenne de l'année	47	83,5	62,7

Les prix à terme **du charbon** ⁽³⁾ (Europe – indice API2) ont baissé de 40,2 % en 2009 par rapport à 2008, pour s'établir en moyenne à 83,5 \$/t. Cette baisse est le résultat d'une forte progression des stocks qui atteignent des niveaux records en Europe, conséquence d'un recul de la demande en charbon à l'échelle mondiale depuis le deuxième semestre 2008. Ce recul a en outre entraîné une diminution des échanges internationaux, et par conséquent une baisse des prix du fret maritime. En 2009, les prix à terme du charbon ont été moins volatils comparés à l'année précédente : ils ont oscillé dans une fourchette comprise entre 70 et 100 \$/t tout au long de l'année.

Le cours moyen **du pétrole** ⁽⁴⁾ (Brent) s'établit à 62,7 \$/bl, en baisse de 35,9 \$/bl par rapport à 2008.

On distingue deux phases au cours de l'année 2009. De janvier à mars, les prix stagnent à un point bas proche de 45 \$/bl, niveau atteint suite à la chute des prix durant le second trimestre 2008, du fait de la crise économique. À partir du mois d'avril, quelques signes de relance économique aux États-Unis et dans la zone Asie-Pacifique entraînent un rebond des cours. Les prix du pétrole repartent à la hausse pour terminer l'année à 77,9 \$/bl.

Le **prix du contrat annuel de gaz naturel** ⁽⁵⁾ au Royaume-Uni s'est établi à 47 p/th en moyenne en 2009, en recul de 36,2 % par rapport à 2008. Contrairement aux prix des autres commodités énergétiques qui ont rebondi à partir du second semestre, les prix à terme du gaz ont poursuivi leur baisse tout au long de l'année en raison :

- de la diminution de la demande industrielle engendrant des stocks importants ;
- de l'augmentation de l'offre suite à la mise en service de plusieurs terminaux méthaniers sur les côtes anglaises.

Les prix du gaz sur le North British Pool clôturent à 46,3 p/th au 31 décembre 2009.

1 France et Allemagne : cotation moyenne Platts du contrat annuel 2009 ; Royaume Uni : cotation moyenne Platts des contrats annuels avril 2008 puis avril 2009 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu de début avril à fin mars, suivant le calendrier NETA).

En Italie, il n'y a pas de marché à terme de l'électricité.

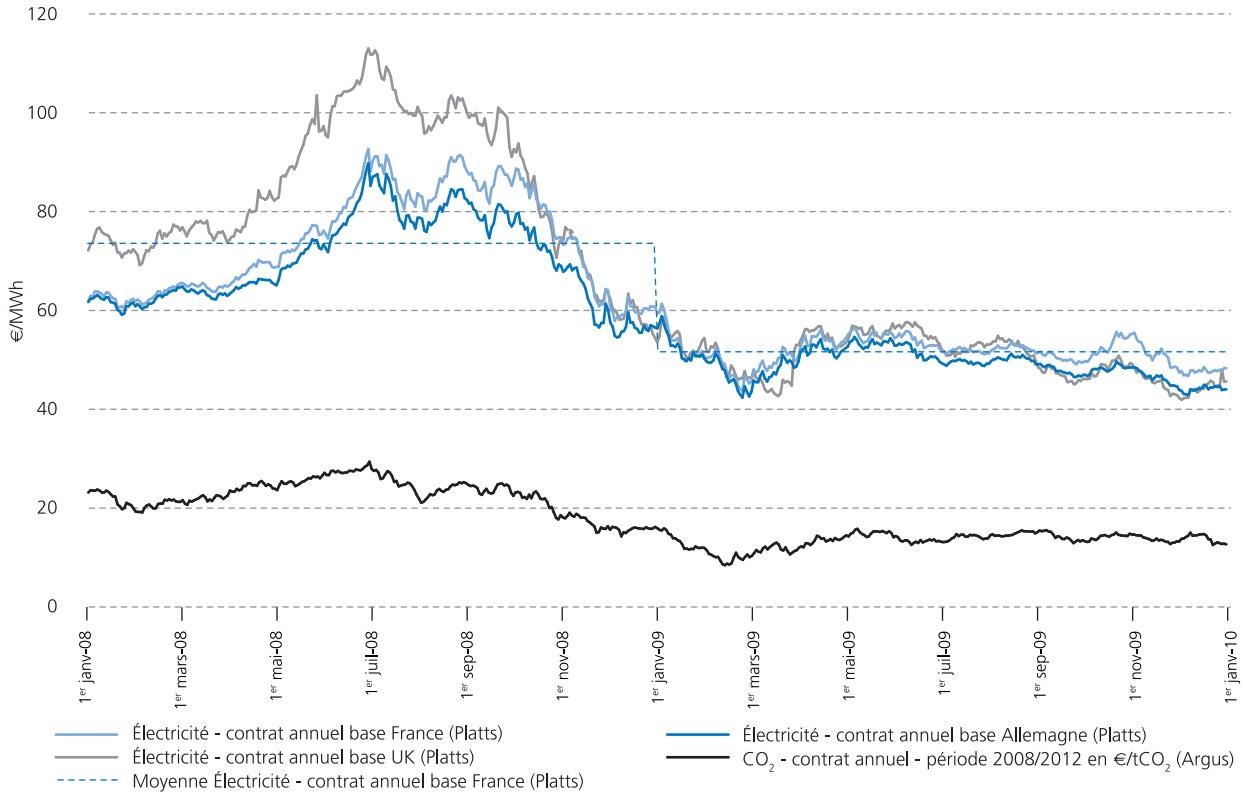
2 Cotation moyenne Argus du premier contrat annuel de la phase II (2008-2012).

3 Cotation moyenne Argus du premier contrat annuel pour une livraison en Europe (CIF ARA).

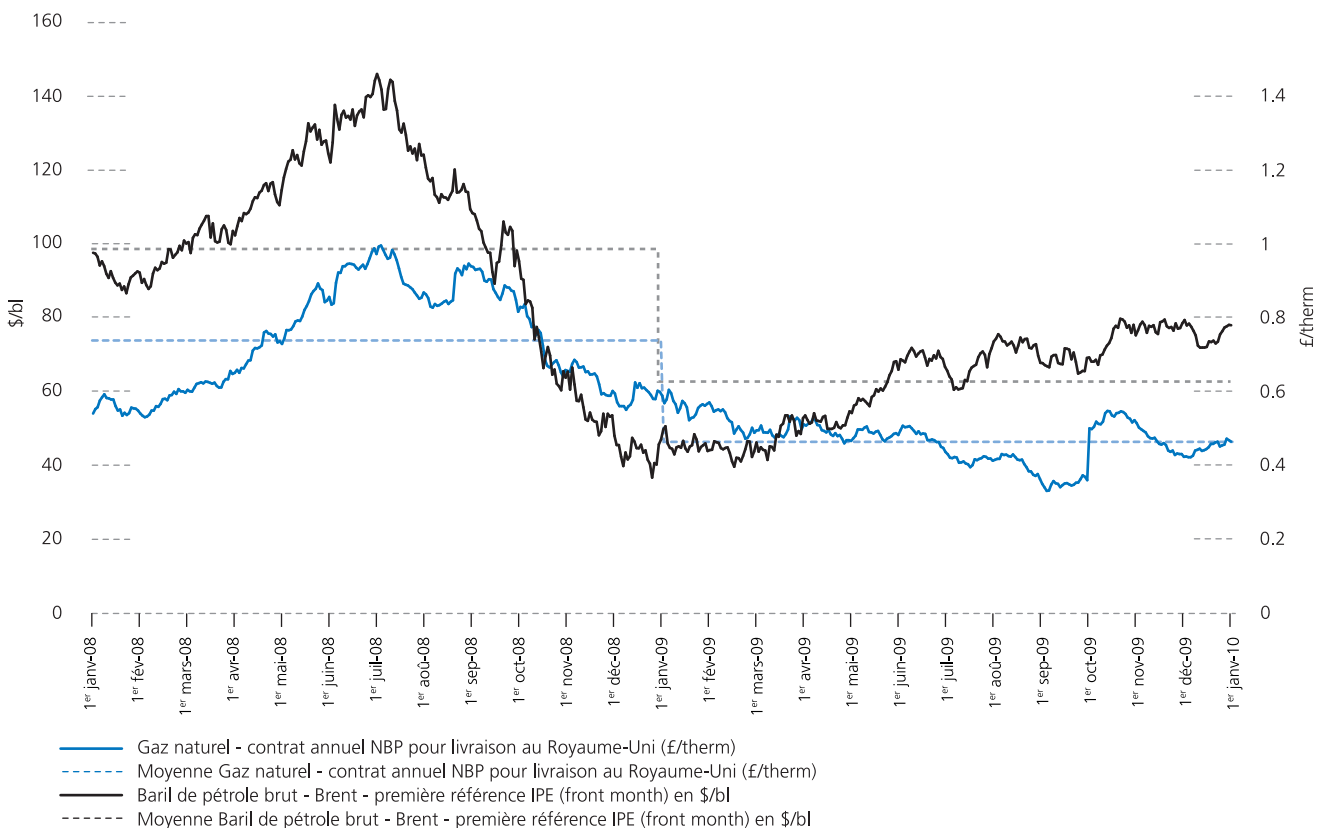
4 Baril de pétrole brut – Brent – première référence IPE (*front month*) en dollars US per baril.

5 Cotation moyenne Platts du premier contrat annuel pour une livraison commençant en octobre au Royaume-Uni (NBP ; en pence per therm).

ÉVOLUTION DES PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE, EN ALLEMAGNE ET AU ROYAUME-UNI ET DES PRIX DES PERMIS D'ÉMISSIONS DE CO₂ (PHASE II 2008-2012)



ÉVOLUTION EN 2008 ET 2009 DES PRIX À TERME DU GAZ ET DU BRENT





9.2.1.3 CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ (1)

En 2009, la consommation intérieure française d'électricité est de 486,4 TWh, en baisse de 1,6 % par rapport à 2008. Cette baisse s'atténue en fin d'année 2009 : les consommations de novembre et décembre dépassent le niveau atteint en novembre et décembre 2008, période à laquelle les effets de la crise économique étaient déjà perceptibles.

La consommation de la grande industrie baisse de 8,6 % par rapport à 2008. La consommation d'électricité des PME-PMI diminue en 2009 de 3 % environ.

En revanche, la consommation de la clientèle raccordée en basse tension (ménages, professionnels, services publics, éclairages publics, divers tertiaire) augmente de 2 % par rapport à 2008 (en ligne avec l'augmentation de 3 % en 2008 par rapport à 2007).

Les consommations à la pointe en hiver poursuivent leur forte croissance.

La consommation intérieure estimée d'électricité serait en baisse en 2009 de près de 7 % au **Royaume-Uni** (environ 320 TWh), 5,5 % en **Allemagne** (environ 518 TWh) et 6,7 % en **Italie** (environ 290 TWh).

9.2.1.4 TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

En **France**, à compter du 15 août 2009, les tarifs de vente de l'électricité ont augmenté de 1,9 % pour le tarif bleu, 4 % pour le tarif jaune et de 5 % pour le tarif vert.

Au total, la hausse moyenne pour l'ensemble de ces tarifs est de 2,7 % hors TaRTAM.

Par ailleurs, les nouveaux tarifs d'acheminement (TURPE 3), adoptés, sur proposition de la CRE, par les pouvoirs publics par décision du 5 juin 2009, sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2009.

Ces tarifs permettent à ERDF et RTE de financer leurs investissements et de mettre en œuvre un programme ciblé de redressement de la qualité pour ERDF et un programme de sécurisation mécanique pour RTE. Ils incitent également ERDF et RTE à améliorer leurs performances et à favoriser la maîtrise de l'énergie.

Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux s'appliquent sur une période de 4 ans à partir du 1^{er} août 2009. Ils prévoient une hausse lors de leur entrée en vigueur de 2 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution.

De 2010 à 2012, l'évolution tarifaire est notamment indexée chaque année sur l'inflation.

Au **Royaume-Uni**, après augmentation de ses tarifs d'électricité de 17 % et de gaz naturel de 22 % en juillet 2008, EDF Energy a baissé ses tarifs d'électricité pour les clients résidentiels et les petites et moyennes entreprises de 8,8 % à compter de fin mars 2009.

Par ailleurs, concernant les tarifs de distribution, EDF Energy a accepté le 23 décembre 2009 la proposition de baisse tarifaire formulée par l'Ofgem pour la période courant du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2015.

En **Allemagne**, après une augmentation de son tarif de base d'électricité de 4,9 % en moyenne le 1^{er} juillet 2008 avec garantie de stabilité sur un an, EnBW a augmenté de 7,5 % son tarif de base d'électricité « EnBW Komfort » au 1^{er} juillet 2009 (applicable à environ 1,5 million de clients). Cette augmentation s'applique également à compter du 1^{er} janvier 2010 aux clients ayant opté pour un tarif particulier.

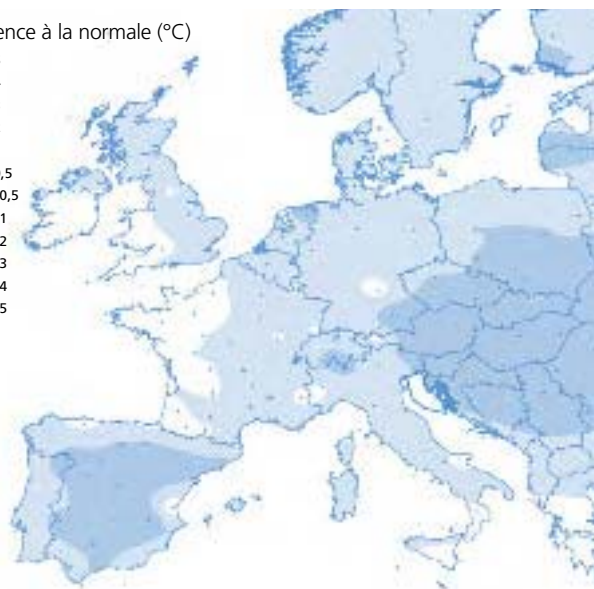
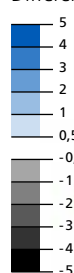
Pour l'activité gaz naturel, après une augmentation de 19,7 % du prix au 1^{er} novembre 2008, EnBW a baissé à trois reprises son tarif de base de gaz « ErdgasPlus » au cours de l'année 2009, ce qui représente au total une baisse de 22,1 %.

9.2.1.5 CONDITIONS CLIMATIQUES

9.2.1.5.1 TEMPÉRATURES

DIFFÉRENCE À LA NORMALE ANNUELLE DES TEMPÉRATURES MOYENNES DE JANVIER 2009 À DÉCEMBRE 2009 (2)

Différence à la normale (°C)



L'année 2009 a été, en France, globalement plus douce de 0,3 °C en moyenne que l'année 2008, malgré des mois de janvier et février nettement plus froids (respectivement - 4,1 °C et - 2,2 °C). Le milieu de l'année 2009 (de mars à octobre), a présenté des températures en moyenne plus conformes aux normales de saison. Enfin, le mois de novembre a été marqué par des températures plus douces que les normales de saison (+ 2,0 °C), tandis que les températures de la seconde partie de décembre ont été plus froides. Le dernier trimestre a été globalement plus doux que les normales de saison (+ 0,5 °C) et que le dernier trimestre 2008 (+ 1,4 °C).

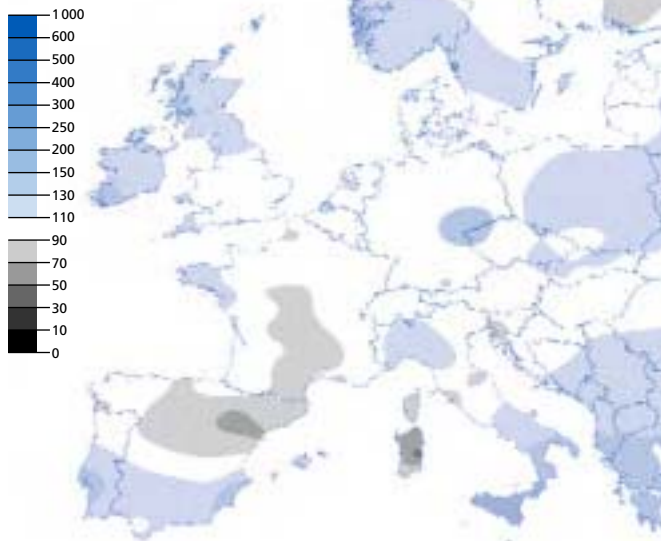
1 Pour les pays autres que la France, estimations fournies par les filiales locales d'EDF.

2 Source : Météo France. Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et sur l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.

9.2.1.5.2 PLUVIOMÉTRIE

PLUVIOMÉTRIE 2009 (1)

Rapport à la normale (%)



En France, les précipitations ont été supérieures à la normale sur les cinq premiers mois de 2009, tout particulièrement sur les Alpes du Sud et les Pyrénées, voisines de la normale sur le Massif Central et les Alpes du Nord. De juillet à octobre, un déficit significatif de précipitation s'est progressivement installé sur l'ensemble du pays, notamment en septembre. Sur l'année, les précipitations sont globalement déficitaires. En conséquence, sur 2009, le productible hydraulique EDF est déficitaire (déficit de l'ordre de 10 % par rapport aux moyennes historiques).

9.2.2 Événements marquants (2) (3)

9.2.2.1 DÉVELOPPEMENTS STRATÉGIQUES

Le Groupe a réalisé plusieurs opérations stratégiques majeures en 2009 : finalisation de l'acquisition de British Energy au Royaume-Uni et partenariat avec Centrica conduisant à la prise de contrôle de SPE en Belgique, acquisition de 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de Constellation Energy Group aux États-Unis et participation au nouvel ensemble Alpiq en Suisse. Ces opérations devraient permettre au Groupe d'être un leader du renouveau nucléaire mondial. Les investissements opérationnels sont par ailleurs en forte augmentation dans toutes les activités du Groupe.

9.2.2.1.1 DÉVELOPPER LE NUCLÉAIRE DANS LE MONDE

9.2.2.1.1.1 Activités France

EPR Flamanville

Au cours de l'année 2009, les travaux se sont poursuivis sur le chantier de la nouvelle unité de Flamanville 3 dont le démarrage est prévu en 2012 pour une première production électrique commercialisable en 2013.

Projet EPR de Penly (Seine-Maritime)

Le 1^{er} mai 2009, il a été annoncé que cet EPR sera réalisé par EDF, dans le cadre d'une société de projet. GDF-Suez sera associé à l'opération.

Le capital de la société de projet sera réparti comme suit : EDF détient en propre 50 % plus une action du capital ; GDF-Suez détient 33,33 % plus une action du capital. Par ailleurs, GDF-Suez décidera avec Total d'une éventuelle rétrocession d'une fraction de sa participation à cette entreprise. Enfin, EDF décidera de la participation d'autres électriciens (notamment Enel) au projet, via la fraction résiduelle de 16,66 % du capital.

9.2.2.1.2 Royaume-Uni

Le succès en janvier 2009 de l'offre publique d'achat amicale sur **British Energy**, le 1^{er} producteur britannique d'électricité, constitue une étape importante du développement du Groupe au Royaume-Uni et dans le domaine du nucléaire au niveau mondial.

Dans ce cadre, un **accord avec Centrica** a été conclu aux termes duquel Centrica a acquis une participation de 20 % dans British Energy pour 2,3 milliards de livres sterling et EDF a acquis la participation indirecte de 51 % de Centrica dans **SPE** (pour 1,2 milliard de livres sterling soit 1,3 milliard d'euros).

EDF et Centrica ont formé une joint-venture sur une base 80/20 par laquelle ils entreprendront les activités de pré-développement d'un programme de renouveau nucléaire au Royaume-Uni. EDF et Centrica ont pour objectif, dans le cadre de ce programme, de construire et exploiter quatre réacteurs nucléaires de technologie EPR pour des mises en service successives à partir de 2017.

Exercice de l'option d'achat de la centrale d'Eggborough par les créanciers

Le 25 août 2009, un consortium de banques ayant participé au financement de l'acquisition de la centrale à charbon d'Eggborough par British Energy en 2000, a annoncé l'exercice de son option d'achat de la centrale dans les conditions prévues par le « *Share Option Agreement* » signé avec British Energy en 2005.

Le transfert de propriété devrait s'effectuer le 31 mars 2010.

9.2.2.1.3 États-Unis

Après avoir obtenu l'ensemble des approbations au niveau fédéral et de l'État du Maryland, EDF, au travers de sa filiale à 100 % EDF Inc., et Constellation Energy Group ont finalisé le 6 novembre 2009, dans les conditions financières prévues initialement, la transaction relative à la prise de participation d'EDF Inc dans Constellation Energy Nuclear Group LLC, détenant les actifs nucléaires de Constellation Energy Group aux États-Unis.

Au terme de cette transaction, le groupe EDF a acquis 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de Constellation Energy Group (représentant au total 3,9 GW) pour 4,6 milliards de dollars soit 3,1 milliards d'euros (dont 0,7 milliard d'euros versés en 2008).

9.2.2.1.4 Chine

EDF et China Guangdong Nuclear Power Corp. (« CGNPC ») ont signé en novembre 2007 un accord permettant à EDF de devenir investisseur et opérateur en Chine, par l'intermédiaire d'une participation de 30 %

1 Source : Météo France. Carte de comparaison des moyennes des précipitations aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.

2 Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 15 du présent document.

3 L'évolution de l'environnement économique est décrite au § 9.2.1.



au capital d'une société ayant pour objet de construire, détenir et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province du Guangdong. Après la signature à Pékin, en août 2008, des accords finaux de création de cette société, la Taishan Nuclear Power Joint Venture Company (TNPJVC) a été créée le 21 décembre 2009 avec l'accord des autorités chinoises, concrétisant l'entrée d'EDF dans le projet comme partenaire et actionnaire. Les travaux de coulée du premier béton de l'unité 1 de la centrale ont été réalisés avec succès fin octobre 2009. Les deux tranches nucléaires de Taishan devraient être mises en service en 2013 et 2015.

9.2.2.1.1.5 Italie

EDF et ENEL ont conclu le 24 février 2009 un partenariat industriel pour le développement de l'énergie nucléaire en Italie.

Dans ce cadre, EDF et ENEL ont créé une joint-venture à 50/50 (« Sviluppo Nucleare Italia SRL »), dont l'objectif est de mener les études de faisabilité pour la construction d'au moins 4 réacteurs de technologie EPR en Italie, et ont signé un accord prévoyant d'étendre la participation d'ENEL dans le nouveau programme français, et de l'associer dans la construction et l'exploitation du nouveau réacteur EPR à Penly dont la réalisation sera conduite par EDF.

9.2.2.1.1.6 Accord AREVA – EDF pour la gestion des combustibles nucléaires usés (1)

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord 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.

Les montants et les échéances des versements relatifs à la soulte libératoire pour le démantèlement de l'usine ont été arrêtés en juillet 2009. La déclinaison de cet accord est en cours de finalisation.

Les négociations ont été conclues le 5 février sur les principes d'application des autres points de l'accord qui devraient pouvoir être déclinés à brève échéance dans le contrat d'exploitation 2008-2012.

9.2.2.1.2 RENFORCER LES POSITIONS EUROPÉENNES D'EDF

9.2.2.1.2.1 Royaume-Uni

Acquisition du groupe British Energy

Outre qu'elle devrait permettre à EDF de jouer un rôle important dans le renouveau du nucléaire au Royaume-Uni (voir § 9.2.2.1.2 ci-dessus), cette acquisition renforcera l'équilibre entre les activités amont et aval d'EDF Energy.

Réseaux de distribution d'électricité

Dans le cadre de son objectif de réduction de sa dette financière d'au moins 5 milliards d'euros à fin 2010, EDF a annoncé le 2 octobre 2009 avoir initié un processus d'examen des options d'évolution de la propriété de ses réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni.

9.2.2.1.2.2 Allemagne

EnBW acquiert 26 % d'EWE

EnBW a acquis le 21 juillet 2009 26 % d'EWE (un des plus grands énergéticiens allemands, basé dans le nord de l'Allemagne) pour un montant d'environ 2 milliards d'euros (soit une quote-part EDF d'environ 1 milliard d'euros).

Renforcement des capacités de production du Groupe en Allemagne

EnBW a renforcé significativement en 2009 ses capacités de production en Allemagne :

- en mai 2009, EnBW a acheté à E.ON 50 % de ses parts dans la centrale charbon de Lippendorf, ainsi que 8,3 % de sa participation dans la centrale charbon de Bexbach ;
- 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, EnBW a acquis un droit de tirage d'énergie nucléaire de 800 MW en Allemagne issu du portefeuille nucléaire d'E.ON, une participation majoritaire dans la centrale de Rostock, soit une puissance de 256 MW et un droit de tirage de 159 MW sur la centrale charbon de Buschhaus. En contrepartie, E.ON a acquis un droit de tirage nucléaire de 800 MW en France à partir des droits de tirage historiques dont dispose EnBW sur la production nucléaire d'EDF et EDF a cédé à E.ON, conjointement avec Charbonnages de France (actionnaire historique à hauteur de 16,25 %), sa participation de 18,75 % dans la SNET ;
- le 1^{er} octobre 2009, EnBW a acquis auprès de STAWAG les 16,7 % (159 MW) résiduels de la centrale de Bexbach et dispose ainsi de 100 % de la capacité (714 MW) de cette centrale.

Sur l'année 2009, ces opérations, combinées à l'acquisition de trois parcs de production éoliens *onshore* en territoire allemand, ont permis à EnBW d'accroître ses capacités de production de près de 1 100 MW.

9.2.2.1.2.3 Suisse

Évolution de la participation d'EDF dans Alpiq Holding SA (ex-Atel Holding SA), nouveau leader suisse dans le domaine de l'énergie

Les accords conclus en décembre 2008 ont permis à EDF de détenir à partir de la fin du mois de janvier 2009 une participation directe de 25 % dans le nouvel énergéticien suisse Alpiq Holding SA, issu du regroupement des activités des énergéticiens suisses Atel et EOS.

Le montant global de l'opération s'élève pour EDF à 1 058 millions de francs suisses (soit environ 705 millions d'euros). Pour la financer, EDF a effectué un apport des droits de tirage en énergie issus de sa participation de 50 % dans le barrage d'Emosson, évalués à 722 millions de francs suisses et a payé le solde en numéraire.

9.2.2.1.2.4 Benelux

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 % de SPE, second producteur d'électricité belge.

Cette autorisation est intervenue à l'issue d'une procédure dite de Phase 1, et en contrepartie d'engagements d'EDF de céder un de ses deux projets en développement de centrales cycles combinés à gaz en Belgique. Le groupe EDF s'est en outre engagé à céder son autre projet de centrale cycle combiné à gaz en Belgique à une date ultérieure si à cette date le groupe EDF décidait de ne pas investir lui-même dans ce projet. SPE est intégré globalement dans les comptes du groupe EDF à compter de la date d'acquisition de Segebel par EDF Belgium, soit le 26 novembre 2009.

1 Rédaction faite le 3 février 2010.

Mise en service industrielle d'une centrale cycle combiné à gaz aux Pays-Bas

EDF et la société Delta N.V., partenaires à parité pour la construction d'une centrale CCG de 870 MW aux Pays-Bas, ont mis en service les deux unités de la centrale respectivement le 20 octobre 2009 et le 13 décembre 2009. Ils disposent chacun de 50 % de l'électricité produite.

9.2.2.1.2.5 Autriche

EDF a porté, en juin 2009, de 20 % à 25 %, sa participation dans l'énergéticien autrichien ESTAG, désormais consolidé en intégration proportionnelle dans les comptes du Groupe.

9.2.2.1.2.6 Développements dans l'activité gaz naturel

Le Groupe a poursuivi en 2009 sa stratégie de sécurisation de ses approvisionnements gaziers.

Edison

Edison a signé, le 15 janvier 2009, un accord avec le Gouvernement égyptien et EGPC portant sur les droits d'exploration, de production et de développement des **champs gaziers d'Aboukir** et a ainsi augmenté ses réserves d'hydrocarbures de 27 milliards de m³. La production annuelle totale de gaz naturel du champ d'Aboukir est de 1,5 milliard de m³.

Edison a annoncé le 31 mars 2009 une nouvelle découverte d'hydrocarbures sur le site qui pourrait permettre d'accroître la production d'environ 30 % par rapport au niveau de production à cette date.

Par ailleurs, Edison a mis en service fin août 2009, le terminal de regazéification de **Rovigo**. Ce terminal *offshore* appartient à la société Adriatic LNG, dont Edison détient 10 % (Qatar Petroleum 45 %, ExxonMobil 45 %). Edison détient 80 % des capacités de regazéification, et devrait recevoir 6,4 Gm³/an de GNL en provenance de RasGas II (Qatar).

Partenariat avec Gazprom

EDF et Gazprom ont signé le 27 novembre 2009 un accord-cadre ouvrant la possibilité pour EDF de participer à la construction de la section sous-marine du **gazoduc South Stream**. L'accord précise également que l'entrée d'EDF dans South Stream prévoit la signature de nouveaux contrats de long terme de fourniture de gaz naturel. Par ailleurs, il stipule des possibilités de coopération dans le domaine de l'électricité, en France et hors de France.

Le 20 octobre 2009, les filiales de *trading* d'EDF et de Gazprom ont annoncé avoir conclu un accord prévoyant des échanges de livraison de gaz naturel entre les États-Unis et l'Europe, portant sur 0,5 Gm³/an sur les 5 prochaines années.

9.2.2.1.3 RENFORCER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LES TECHNOLOGIES PERFORMANTES SUR LE PLAN ENVIRONNEMENTAL

9.2.2.1.3.1 EDF Énergies Nouvelles

Le Groupe poursuit son développement dans les énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le solaire photovoltaïque, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) dont l'objectif est d'atteindre une capacité nette installée de 4 200 MW fin 2012 dont 500 MWC de solaire photovoltaïque.

Dans l'éolien, EDF EN a augmenté de 619 MW ses capacités de production au cours de l'année totalisant ainsi, au 31 décembre 2009, 2 650 MW bruts d'éolien. Les mises en service de parcs ont eu lieu principalement aux États-Unis (253 MW), en France (105 MW), en Italie (57 MW), en Turquie (45 MW), en Grèce (38 MW), au Mexique (38 MW), au Royaume-Uni (34 MW), et en Belgique (30 MW).

EDF EN a par ailleurs poursuivi l'accélération de son **développement dans la filière solaire photovoltaïque** en mettant en service au cours de l'année 60 MWC principalement en France, en Italie et au Canada. Fin 2009, la capacité solaire en exploitation d'EDF EN s'élevait à 81 MWC bruts auxquels s'ajoutaient 139 MWC en construction.

Pour accompagner son développement dans le solaire, EDF EN a signé le 23 juillet 2009 avec First Solar, premier fabricant mondial de panneaux photovoltaïques, un accord stratégique portant sur la construction d'une usine de fabrication de panneaux solaires en France (plus de 100 MWC par an). EDF Énergies Nouvelles s'est engagé à financer la moitié de la construction de l'usine et bénéficiera, pour son propre approvisionnement, de la totalité de la production pendant les dix premières années.

9.2.2.1.3.2 Renault-Nissan et EDF renforcent leur collaboration sur les véhicules électriques zéro émission

Les deux partenaires ont franchi une nouvelle étape dans le développement du véhicule électrique qui doit être mis en service à l'horizon 2011.

EDF et Renault ont signé dans ce cadre le 22 juin 2009 un contrat portant sur un système de charge qui permet un échange de données sécurisé entre la borne de recharge et le véhicule.

9.2.2.1.3.3 EDF s'engage dans la technologie de production d'électricité à partir de « charbon supercritique » en Chine

Le groupe EDF a acquis, en octobre 2009, 35 % de la société de projet Datang Sanmenxia Power Generation Company (« DSPC »), centrale thermique au charbon supercritique de deux fois 600 MW (Sanmenxia Phase II) à Sanmenxia dans la Province du Henan (Chine), pour un montant d'environ 35 millions d'euros.

9.2.2.1.3.4 EDF et l'électricien russe INTER RAO signent un contrat-cadre dans le domaine de l'efficacité énergétique

Fin 2009, EDF et l'électricien INTER RAO ont signé un contrat-cadre par lequel les deux groupes s'engagent à étudier la faisabilité d'échanges d'actifs et d'investissements croisés dans des projets d'efficacité énergétique en Russie.

9.2.2.2 ACTIVITÉS EN FRANCE

9.2.2.2.1 PRODUCTION NUCLÉAIRE

La production nucléaire s'établit en 2009 à 390 TWh, un volume en baisse de 28 TWh (soit 6,7 %) par rapport à celui de 2008 (418 TWh). L'écart de production de 28 TWh résulte :

- des mouvements sociaux qui ont entraîné des prolongations d'arrêts de tranches majoritairement sur le second semestre et des pertes de production par baisse de puissance sur les tranches en marche ; ceci explique une perte de production nucléaire (nette de la modulation évitée) d'environ 17 TWh sur l'ensemble de l'année ;
- plusieurs arrêts fortuits ou prolongations d'arrêts, principalement survenus au second semestre, liés en particulier à des défaillances d'équipements (générateurs de vapeur, alternateurs, transformateurs) dont le remplacement était nécessaire et déjà programmé pour partie dès 2010. Ces événements ont conduit à une perte de production d'environ 6 TWh ;
- de l'arrêt au cours du premier trimestre 2009 des tranches de la centrale de Blayais suite à la présence de débris végétaux et de bouchons vaseux dans la Gironde après la tempête Klaus et de baisses de charge à la centrale de Cruas suite à l'entartrage des aéroréfrigérants en novembre 2009.



- Ces événements ont diminué la production nucléaire d'environ 3 TWh ;
- de l'effet année bissextile 2008 qui conduit mécaniquement à la perte d'un jour de production en 2009, soit environ 1 TWh ; et,
 - d'un recours plus fréquent à la modulation qui a réduit la production nucléaire d'environ 1 TWh.

Ainsi, le coefficient Kp ou « Load factor » ⁽¹⁾, de 70,7 % en 2009, est en retrait par rapport à celui de 2008 (75,3 %). C'est la résultante d'un Kd (coefficient de disponibilité) en 2009 de 78 %, en retrait de 1,2 point par rapport à celui de 2008, et d'un Ku (coefficient d'utilisation) de 90,6 % en 2009, en baisse de 4,6 points par rapport à celui de 2008.

9.2.2.2.2 TEMPÊTES DANS LE SUD-OUEST

Des tempêtes d'une intensité exceptionnelle, et notamment la tempête Klaus, ont touché plusieurs départements du Sud-Ouest de la France en début d'année 2009.

Le coût de ces tempêtes, affectant essentiellement la filiale de distribution ERDF, est estimé à environ 160 millions d'euros.

9.2.2.3 ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE (FRANCE)

9.2.2.3.1 ÉVOLUTION DU MARCHÉ

– 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 de finances rectificative pour 2006 (n° 2006-1771 du 30 décembre 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 au début de l'année 2009 une demande d'agrément des dépenses éligibles à indemnisation auprès du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer. L'instruction de ce dossier est en cours.

La prise en compte de ces évolutions réglementaires a conduit à modifier, à compter du 1^{er} janvier 2009, le plan d'amortissement des ouvrages remis gratuitement en fin de concession et non indemnisables en l'accélération sur la durée résiduelle de la concession lorsque cette dernière est inférieure à la durée de vie technique des ouvrages.

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

9.2.2.3.2 TRAVAUX DE LA COMMISSION CHAMPSAUR, PROJET DE LOI NOME

Dans l'anticipation de l'évolution de la concurrence en France, le Gouvernement a confié le 24 octobre 2008, à une commission sous la présidence de Paul Champsaur : « une réflexion sur le cadre tarifaire et les évolutions législatives et réglementaires souhaitables pour permettre à la France de disposer d'un cadre clair et stable pour le marché électrique français,

protecteur des intérêts des consommateurs et s'inscrivant dans un contexte européen d'ouverture du marché de l'électricité ⁽²⁾ ».

Dans son rapport publié le 27 avril 2009, la « Commission Champsaur » a émis un certain nombre de propositions visant à favoriser un marché de l'électricité plus concurrentiel, tant en amont qu'en aval. Une des propositions de la Commission Champsaur est « d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national ».

Un projet de loi devrait être déposé devant le Parlement en 2010, pour la mise en place d'une nouvelle organisation des marchés de l'électricité en France.

9.2.2.3.3 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 opérations de raccordement (barème approuvé par la Commission de Régulation de l'Énergie 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) ;
- substitution de la part facturée aux bénéficiaires ou « contribution » 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.

9.2.2.4 GOUVERNANCE

NOMINATION D'HENRI PROGLIO EN QUALITÉ DE PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

Le nouveau mandat des administrateurs a pris effet le 23 novembre 2009 lors de la tenue de la première séance du conseil d'administration dans sa nouvelle composition. Celle-ci résulte des élections de six représentants des salariés le 19 mai 2009, de l'assemblée générale des actionnaires du 5 novembre 2009 qui a nommé six administrateurs sur proposition du Conseil d'administration ainsi que du décret du 18 novembre 2009 paru au Journal officiel de la République française le 19 novembre et portant nomination de six administrateurs représentant l'État.

1 « Kp » ou « Load factor » Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd x Ku) : un coefficient de disponibilité « Kd » (énergie disponible, c'est-à-dire l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires, rapportée à l'énergie théorique maximale) ; un coefficient d'utilisation (énergie produite rapportée à l'énergie disponible « Ku »). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales et sociales, de la fourniture des services système, et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation). Pour plus de détails, voir le DDR § 6.2.1.1.3.3.

2 Lettre de Mission, 24 octobre 2008.

Sur proposition du conseil d'administration du 23 novembre 2009 au Président de la République, Henri Proglio a été nommé Président Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009 paru au Journal officiel de la République française du 27 novembre 2009. Il succède à Pierre Gadonneix.

9.2.2.5 RESSOURCES HUMAINES

MESURES D'ACCOMPAGNEMENT RELATIVES À LA RÉFORME DU RÉGIME DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES EN FRANCE

Dans le cadre de la réforme des retraites des personnels de la branche des IEG entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2008 et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les Retraites, un accord a été signé le 29 janvier 2008 prévoyant les principales mesures d'accompagnement de cette réforme. Certaines de ces mesures sont entrées en application au 1^{er} janvier 2009 ou dans le courant de l'année 2009. Elles concernent :

- la couverture de prévoyance complémentaire obligatoire de branche entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2009 ;
- la retraite supplémentaire mise en place par le groupe EDF en application de l'accord de branche du 21 février 2008 également entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2009 ;
- le plan d'épargne retraite collectif Groupe (PERCO) mis en place, pour EDF, le 21 septembre 2009.

Les négociations pour la prise en compte de la spécificité des métiers se sont achevées fin 2009. L'accord est ouvert à la signature jusqu'à la fin février 2010.

Par ailleurs, des négociations sont actuellement en cours, au sein de la branche des IEG, sur la couverture supplémentaire maladie, pour une mise en œuvre en 2010.

Conformément à l'agenda social 2008-2010, signé par l'ensemble des organisations syndicales le 10 juillet 2008, des négociations ont été entreprises en 2009 sur :

– La rémunération globale :

- l'aide au logement des jeunes agents : l'accord applicable à EDF SA a été signé le 19 juin 2009. Il prévoit une augmentation du montant et de la durée de la prime d'installation pour les jeunes embauchés ;
- le chèque emploi service universel (CESU) qui a été mis en place le 24 février 2009 par EDF et le Comité de coordination des CMCAS pour la garde des enfants âgés de 3 mois à 3 ans. Cette aide financière est exonérée de cotisations salariales et nette d'impôt dans la limite de 1 830 euros par salarié et par an ;
- la politique d'abondement : les règles d'abondement du PERCO groupe EDF, comme celles du Plan Epargne Groupe (PEG) EDF, sont propres à chaque entreprise du Groupe et sont fixées par les règlements des Plans d'Épargne ou par les accords d'adhésion. Elles évoluent dans le cadre d'une négociation collective au sein de chaque entreprise. L'accord du 17 juillet 2009 fixe les règles d'abondement pour EDF SA dans le cadre du PERCO ;
- par ailleurs, en 2009, l'accord Compte Épargne Temps (CET) du 2 avril 2008 a été modifié par avenant pour permettre l'alimentation du PERCO par la monétisation des droits acquis.

– L'aménagement du temps de travail et la qualité de vie au travail :

- conformément à la législation, une négociation sur l'emploi des seniors a été menée en 2009. Elle a débouché sur la mise en œuvre d'un plan d'actions ;

- enfin, des négociations sont actuellement en cours au sein de l'entreprise sur le temps de travail des cadres.

Ces mesures, décidées dans le cadre d'un accord d'entreprise, seront mises en œuvre en 2010.

INTÉRESSEMENT 2008-2010

L'accord d'intéressement 2008-2010 d'EDF a été signé le 13 juin 2008. Un supplément d'intéressement collectif a été versé en 2009 suite à cet accord et en application de l'article L. 3314-10 du Code du travail.

9.2.2.6 FINANCEMENT DU GROUPE

Durant l'année 2009, le groupe EDF a levé 18,9 milliards d'euros sur les marchés obligataires.

Au cours de l'année 2009, EDF a réalisé plusieurs émissions obligataires, 9,9 milliards sur le marché euro (EUR), 1,7 milliard d'euros sur le marché sterling (soit 1,5 milliard de GBP), 3,6 milliards d'euros sur le marché dollar (soit 5,0 milliards de dollars US), 0,9 milliard d'euros sur le marché yen (soit 120,4 milliards de JPY) et 0,4 milliard d'euros sur le marché du franc suisse (soit 0,6 milliard de CHF).

EDF a également procédé en janvier 2010 à l'émission d'obligations sur le marché américain sous la règle dite 144A de la Securities and Exchange Commission (S.E.C.), pour un montant global de 2,25 milliards de dollars US (USD), soit une tranche de 1,4 milliard de dollars au taux fixe de 4,6 % à échéance 10 ans et une tranche de 0,85 milliard de dollars US au taux fixe de 5,6 % à échéance 30 ans.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et ont concouru pour partie au remboursement du crédit bancaire d'acquisition de British Energy de 11 milliards de livres sterling souscrit en septembre 2008, tiré en janvier 2009 et remboursé intégralement en septembre 2009.

Par ailleurs, EnBW a réalisé une émission obligataire de 1,35 milliard d'euros dans le cadre notamment du financement de l'acquisition de EWE.

Edison a également levé 700 millions d'euros sur le marché obligataire pour le financement de son développement.

Enfin, en date du 12 novembre 2009, EDF Energy Networks (LPN) plc. a réalisé une émission de 300 millions de livres sterling à échéance novembre 2016, EDF Energy Networks (EPN) plc. a réalisé une émission de 350 millions de livres sterling à échéance novembre 2036, et EDF Energy Networks (SPN) plc. a procédé à une émission de 300 millions de livres sterling à échéance novembre 2031.

La description de ces émissions est détaillée en note 39 des comptes consolidés au 31 décembre 2009.

9.2.2.7 PRINCIPALES ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les principales évolutions du périmètre de l'exercice 2009 sont décrites dans la note 7 « Évolution du périmètre de consolidation » des comptes consolidés au 31 décembre 2009.



9.3

Introduction à l'analyse des résultats 2009

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 l'application de 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.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés (y compris leur évolution par rapport à l'année précédente) sont présentées en notes 1 et 3 des comptes consolidés au 31 décembre 2009.

9.4

Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements

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 en note 3.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2009. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du groupe EDF.

9.5

Segmentation de l'information financière

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

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

Les segments 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) et 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 (les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice) ;

- « **Autre International** » qui regroupe les autres entités électriques et gazières situées notamment en Europe continentale (dont Benelux) 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 EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, et EDF Investissements Groupe.

Les incidences de la mise en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2009 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 de 2008 a été retraitée selon cette segmentation.

L'information sectorielle du Groupe est présentée dans la note 8 des comptes consolidés au 31 décembre 2009.

9.6

Analyse du compte de résultat consolidé pour 2009 et 2008

Exercices clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	66 336	63 847
Achats de combustibles et d'énergie	(26 558)	(26 590)
Autres consommations externes	(11 231)	(10 258)
Charges de personnel	(11 452)	(10 476)
Impôts et taxes	(2 917)	(3 171)
Autres produits et charges opérationnels	3 288	2 083
Prolongation du TaRTAM – Loi du 4 août 2008	-	(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	(66)	(115)
Autres produits et charges d'exploitation	173	25
Résultat d'exploitation	10 107	7 910
Résultat financier	(4 525)	(3 050)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 582	4 860
Impôts sur les résultats	(1 614)	(1 599)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	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 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 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 (voir les notes 1 et 2 aux comptes consolidés).

(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 à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPE à compter du 26 novembre 2009.

Le résultat net courant correspond au Résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents net d'impôts : il s'élève à 3 923 millions d'euros en 2009 contre 4 392 millions d'euros en 2008.

9.6.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 3,9 % et en baisse organique de - 0,2 %

(en millions d'euros)	2009	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
France	34 004	34 264	(260)	- 0,8	- 0,8
Royaume-Uni	11 036	8 244	2 792	33,9	3,6
Allemagne	7 195	7 467	(272)	- 3,6	- 4,3
Italie	4 877	5 610	(733)	- 13,1	- 12,5
Autre International	3 437	3 044	393	12,9	10,6
Autres activités	5 787	5 218	569	10,9	9,9
Total hors France	32 332	29 583	2 749	9,3	0,4
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	66 336	63 847	2 489	3,9	- 0,2

(1) Retraité de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires trading d'Edison.

Le **chiffre d'affaires du Groupe** s'élève à 66 336 millions d'euros en 2009, en augmentation de 3,9 % par rapport à celui de 2008. Cette croissance inclut des effets de change négatifs pour - 1 170 millions d'euros soit - 1,8 %. Ils résultent principalement de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, et dans une moindre mesure de la dépréciation des devises polonaise et hongroise contre euro.

Les effets de périmètre sont de 3 788 millions d'euros, soit + 5,9 %, liés essentiellement à l'acquisition de British Energy.

Hors ces effets, la variation organique ⁽¹⁾ est de - 0,2 %.

En **France**, le chiffre d'affaires 2009 est en décroissance organique de 0,8 %. La baisse des volumes vendus en électricité (- 3,7 points), affectés par le recul de l'activité industrielle et la faiblesse relative de la production, a été partiellement compensée par l'impact positif (+ 2,1 points) des évolutions tarifaires d'août 2008 et 2009 et le développement des activités liées au gaz naturel et aux services (+ 0,8 point).

Le Groupe a réalisé 51,3 % de son chiffre d'affaires en France en 2009 contre 53,7 % en 2008.

Hors de France (segments Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Autre International et Autres activités), la croissance du chiffre d'affaires est de 9,3 %, intégrant les activités de British Energy.

Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires hors France est stable malgré le ralentissement économique affectant les volumes. Porté par des effets prix et tarifs positifs, le chiffre d'affaires est en croissance en 2009 au Royaume-Uni (croissance organique de 3,6 %) tandis que les effets du ralentissement économique se font particulièrement sentir en Allemagne (décroissance organique de 4,3 %) et surtout en Italie (recul organique de 12,5 %).

La forte hausse du chiffre d'affaires du segment Autre International (croissance organique de + 10,6 %) est principalement localisée en Pologne, et dans une moindre mesure en Belgique et au Brésil.

L'augmentation du chiffre d'affaires du segment Autres activités (croissance organique de + 9,9 %) résulte notamment de la progression des activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia. Il comprend également des ajustements liés aux instruments de couverture.

En 2009, le chiffre d'affaires réalisé hors France représente 48,7 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 46,3 % en 2008.

¹ Évolution de l'activité du Groupe sans prendre en compte les impacts positifs ou négatifs générés par les changements de périmètre (acquisitions ou cessions de filiales), les variations de taux de change et les changements de méthodes comptables.

9.6.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en progression de 22,7 %, en croissance organique de 1,2 %

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	66 336	63 847	2 489	3,9	- 0,2
EBE	17 466	14 240	3 226	22,7	1,2 ⁽¹⁾

(1) Hors impact de la provision TaRTAM de 1 195 millions d'euros qui a été comptabilisée en 2008.

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 17 466 millions d'euros en 2009, en augmentation de 22,7 % par rapport à 2008 et en croissance organique de 1,2 %.

Cette variation est tirée par l'activité hors France et plus particulièrement par le Royaume-Uni.

L'effet périmètre est lié à l'acquisition de British Energy pour 1 728 millions d'euros, ainsi qu'à celles de Constellation Energy Nuclear Group aux États-Unis et de SPE en Belgique. Les effets change sont de - 145 millions

d'euros (- 1,0 %) résultant de la variation défavorable de la livre sterling et des devises hongroise et polonaise par rapport à l'euro. Par ailleurs, en 2008, une provision de 1 195 millions d'euros relative au prolongement du dispositif TaRTAM avait été enregistrée (sans équivalent en 2009).

Hors impact en 2008 de la prolongation du dispositif TaRTAM, l'EBE qui s'élève à 17 466 millions d'euros en 2009 est en augmentation de 13,2 % par rapport à 2008 (15 435 millions d'euros).

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
France	9 434	9 009	425	4,7	- 9,0
Royaume-Uni	3 062	943	2 119	224,7	51,3
Allemagne	1 193	1 114	79	7,1	5,9
Italie	801	911	(110)	- 12,1	- 13,5
Autre International	686	505	181	35,8	22,6
Autres activités	2 290	1 758	532	30,3	25,1
Total hors France	8 032	5 231	2 801	53,5	18,8
EBE GROUPE	17 466	14 240	3 226	22,7	1,2

En France, l'EBE progresse de 4,7 %. Hors effet du prolongement du dispositif TaRTAM, l'EBE baisse de 9,0 % principalement en raison de la baisse de la production nucléaire et dans une moindre mesure des tempêtes de janvier.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est de 54,0 % en 2009. Elle était de 63,3 % en 2008.

Hors de France, l'EBE progresse de 53,5 %. Cette évolution comprend l'effet de la consolidation en 2009 de British Energy dans les comptes du Groupe. Hors effets de périmètre et de change, la croissance organique est de 18,8 %, portée par les performances au Royaume-Uni et dans les pays d'Europe centrale, ainsi que par la résistance d'EnBW dans un contexte régional marqué par un fort ralentissement économique.

Le ratio EBE/chiffre d'affaires du Groupe en 2009 s'établit à 26,3 % contre 22,3 % en 2008. Sa progression est surtout sensible au Royaume-Uni (27,7 % en 2009 contre 11,4 % en 2008), avec l'impact de l'entrée dans le périmètre de consolidation de British Energy, et dans une moindre mesure dans les Autres activités (39,6 % en 2009, contre 33,7 % en 2008), notamment en raison du fort développement d'EDF Énergies Nouvelles.

9.6.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 26 558 millions d'euros. Ils sont stables par rapport à 2008 et en décroissance organique de 1,5 %.

En France, la hausse est de 6,5 %. Elle résulte pour l'essentiel du renchérissement (après couvertures) des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques des réseaux et de l'augmentation des achats liés au développement des ventes de gaz naturel.

Au Royaume-Uni, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse de 219 millions d'euros soit 3,9 % et sont en diminution organique de 3,2 %. Cette évolution s'explique notamment par l'impact de la valorisation à la juste valeur des dérivés de couverture (Norme IAS 39) positif en 2009.

En Allemagne, les achats d'énergie sont en décroissance organique de 8,8 %. Cette diminution est plus forte que celle du chiffre d'affaires, en raison des effets favorables de la politique de couverture.

En Italie, la variation organique des achats de combustibles et d'énergie est de - 13,9 %, en lien avec la diminution du chiffre d'affaires.

Dans le segment **Autre International**, la hausse est de 6,2 % et comprend un effet de périmètre (acquisition de SPE et changement du mode de consolidation d'ESTAG). La hausse organique de 8,0 % est comparable à la variation du chiffre d'affaires.

Dans les **Autres activités**, la progression est de 3,3 % et sa croissance organique de 1,2 %.

9.6.2.2 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les **autres consommations externes** s'établissent à 11 231 millions d'euros, en augmentation de 973 millions d'euros (soit + 9,5 %) par rapport à 2008 et en hausse organique de 4,1 %.

Cette évolution est due pour une grande part au **Royaume-Uni** (+ 494 millions d'euros) en raison de l'intégration de British Energy, ainsi qu'à la **France** (+ 513 millions) du fait des dépenses de remise en état des réseaux à la suite des tempêtes de janvier 2009, de l'accélération de l'effort de maintenance du parc de production et du développement des activités nouvelles. Les autres consommations externes de l'**Allemagne** et de l'**Italie** enregistrent un repli (respectivement 6,3 % et 11,3 %).

L'augmentation dans le segment **Autre International** (+ 42,5 %), résulte notamment de la consolidation d'ESTAG par intégration proportionnelle depuis le 1^{er} juillet 2009 (mise en équivalence en 2008).

9.6.2.3 CHARGES DE PERSONNEL

Les **charges de personnel** s'établissent à 11 452 millions d'euros, en augmentation de 976 millions d'euros (soit + 9,3 %) par rapport à 2008, et en hausse organique de 5,0 %.

En **France**, l'augmentation de 4,8 % s'explique par les évolutions salariales dans un contexte de quasi-stabilité des effectifs et le développement de la protection sociale lié à la réforme du régime des retraites. Elle intègre également les charges supplémentaires relatives aux tempêtes.

Hors de France, la hausse est de 22,4 % et comprend l'effet de l'intégration de British Energy.

La croissance organique hors de France est de 5,7 %.

La progression organique est de 7,3 % au **Royaume-Uni** en raison de la croissance des effectifs et dans une moindre mesure des évolutions salariales. En **Allemagne**, l'augmentation organique de 8,5 % résulte principalement de l'effet des évolutions salariales ainsi que de la hausse des effectifs.

9.6.2.4 IMPÔTS ET TAXES

Les **impôts et taxes** (hors impôts sur les sociétés) s'établissent à 2 917 millions d'euros en 2009, en diminution de 254 millions d'euros (soit - 8,0 %) par rapport à 2008. La baisse se concentre sur la France (- 196 millions d'euros), liée essentiellement à la reprise pour 324 millions d'euros de la provision FACE ⁽¹⁾ correspondant à la contribution due au titre de l'électrification des zones rurales suite à la mise en place du tarif TURPE 3. La diminution comprend également dans le segment Autre International l'effet de la réforme du droit d'accise en Pologne depuis le 1^{er} mars 2009 (transfert de la taxe des producteurs vers les distributeurs) pour 61 millions d'euros.

9.6.2.5 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 288 millions d'euros en 2009, en augmentation de 1 205 millions d'euros par rapport à 2008 (2 083 millions d'euros hors provision pour prolongation du TaRTAM). Cette hausse est attribuable principalement à la France où elle résulte essentiellement d'une hausse de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) consécutive à la baisse du prix spot de l'électricité (+ 799 millions d'euros). Au Royaume-Uni, les autres produits et charges opérationnels augmentent de + 493 millions d'euros. Ils correspondent essentiellement à la valorisation en juste valeur des contrats de vente d'électricité de British Energy.

9.6.3 Résultat d'exploitation

UN RÉSULTAT D'EXPLOITATION EN HAUSSE DE 27,8 %

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
EBE	17 466	14 240	3 226	22,7	1,2
Dotations aux amortissements	(6 976)	(5 714)	(1 262)	22,1	4,9
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(490)	(526)	36	- 6,8	- 7,0
(Pertes de valeur) / Reprises	(66)	(115)	49	- 42,6	- 59,1
Autres produits et charges d'exploitation	173	25	148	n.s.	n.s.
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	10 107	7 910	2 197	27,8	3,2

Le résultat d'exploitation s'élève à 10 107 millions d'euros en 2009, en hausse de 27,8 % par rapport à 2008 et en croissance organique de 3,2 %.

Il reflète essentiellement l'évolution de l'EBE et celles des postes « Dotations aux amortissements » (liée principalement à la première consolidation de British Energy) et « Autres produits et charges d'exploitation » (correspondant essentiellement à la plus-value liée à l'apport à Alpiq des droits de tirage sur le barrage d'Emosson).

¹ Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification.

9.6.3.1 PROVISIONS POUR PERTES DE VALEUR

La diminution de 49 millions d'euros s'explique essentiellement par des dotations nettes en 2008, sans équivalent en 2009.

9.6.3.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation montrent un produit net de 173 millions d'euros en 2009 contre 25 millions d'euros en 2008.

9.6.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2009	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)
Coût de l'endettement financier brut	(2 709)	(1 657)	(1 052)	63,5
Charges d'actualisation	(3 229)	(2 797)	(432)	15,4
Autres produits et charges financiers	1 413	1 404	9	0,6
TOTAL GROUPE	(4 525)	(3 050)	(1 475)	48,4

(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 ».

Le résultat financier s'établit à - 4 525 millions d'euros en 2009 et se dégrade de - 1 475 millions (+ 48,4 %) par rapport à 2008. Cette évolution résulte principalement des éléments suivants :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier brut de 1 052 millions d'euros, induite par la hausse de l'endettement brut moyen ;
- l'accroissement de 432 millions d'euros des charges d'actualisation, essentiellement au Royaume-Uni en raison de l'intégration de British Energy, et dans une moindre mesure en France (retraites).

9.6.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats des sociétés intégrées s'élève à 1 614 millions d'euros en 2009 contre 1 599 millions d'euros en 2008.

Le taux effectif d'imposition ressort à 28,9 % en 2009 à comparer à 32,9 % en 2008.

9.6.6 Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence

La quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence s'établit à 120 millions d'euros en 2009, en diminution de 247 millions d'euros par rapport à 2008. Cette diminution résulte essentiellement d'éléments non récurrents de 2008 au Royaume-Uni pour 77 millions d'euros et chez Dalkia pour 63 millions d'euros ainsi que des effets périmètre en Allemagne et en Autriche.

9.6.7 Résultat net part des minoritaires

Le résultat net part des minoritaires s'élève en 2009 à 183 millions d'euros, en augmentation de 39 millions d'euros par rapport à 2008. Son augmentation résulte principalement de la croissance d'EDF Énergies Nouvelles, ainsi que de l'entrée dans le périmètre de SPE.

9.6.8 Résultat net part du Groupe

Le **résultat net part du Groupe** s'élève en 2009 à 3 905 millions d'euros, en hausse de 12,1 % par rapport à 2008 où il était de 3 484 millions d'euros et intégrait l'effet de la prolongation du dispositif TaRTAM.

9.6.9 Résultat net courant

Le **résultat net courant** ⁽¹⁾ est de 3 923 millions d'euros en 2009, en diminution de 469 millions, soit - 10,7 % par rapport à 2008. À périmètre et change constants, il baisse de 9,6 %.

9.6.10 Endettement financier net ⁽²⁾

Il est en augmentation de 18 020 millions d'euros. Il s'établit à 42 496 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il était de 24 476 au 31 décembre 2008.

1 Résultat net hors éléments non-récurrents nets d'impôt.

Éléments non récurrents net d'impôts en 2009 : - 18 millions d'euros se répartissant en + 220 millions d'euros pour remboursement par l'État suite à l'annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003, et - 238 millions d'euros correspondant à des plus- et moins-values de cessions, dépréciation sur titres et actifs d'exploitation, et provisions diverses.

Éléments non récurrents nets d'impôts en 2008 : - 908 millions d'euros se répartissant en - 783 millions d'euros au titre de la prolongation TaRTAM, + 23 millions d'euros au titre des retraites en France et - 148 millions d'euros de plus- et moins-values de cessions, dépréciation en titres et actifs d'exploitation et provisions diverses.

2 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 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.

9.7

Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation

Les principes relatifs aux informations sectorielles du groupe EDF sont décrits en note 8 des comptes consolidés clos le 31 décembre 2009.

Le résultat d'exploitation se répartit par segment géographique comme suit :

2009 (en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre International	Autres activités	Groupe
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 004	11 036	7 195	4 877	3 437	5 787	66 336
Achats de combustibles et d'énergie	(9 971)	(5 786)	(4 306)	(3 536)	(1 971)	(988)	(26 558)
Autres consommations externes	(6 483)	(1 379)	(1 018)	(401)	(419)	(1 531)	(11 231)
Charges de personnel	(8 174)	(1 121)	(744)	(203)	(273)	(937)	(11 452)
Impôts et taxes	(2 649)	(81)	(15)	(8)	(74)	(90)	(2 917)
Autres produits et charges opérationnels	2 707	393	81	72	(14)	49	3 288
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 434	3 062	1 193	801	686	2 290	17 466
Dotations aux amortissements	(4 123)	(1 331)	(380)	(458)	(275)	(409)	(6 976)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(488)	-	-	-	-	(2)	(490)
(Pertes de valeur) / Reprises	-	-	(17)	(43)	(5)	(1)	(66)
Autres produits et charges d'exploitation	320	(27)	-	-	(119)	(1)	173
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 143	1 704	796	300	287	1 877	10 107

2008 (en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre International	Autres activités	Groupe
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 264	8 244	7 467	5 610	3 044	5 218	63 847
Achats de combustibles et d'énergie	(9 362)	(5 567)	(4 682)	(4 167)	(1 856)	(956)	(26 590)
Autres consommations externes	(5 970)	(885)	(1 087)	(451)	(294)	(1 571)	(10 258)
Charges de personnel	(7 798)	(657)	(685)	(197)	(254)	(885)	(10 476)
Impôts et taxes	(2 845)	(92)	(9)	(6)	(134)	(85)	(3 171)
Autres produits et charges opérationnels	1 915	(100)	110	122	(1)	37	2 083
Prolongation du TaRTAM (loi du 4 août 2008)	(1 195)	-	-	-	-	-	(1 195)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 009	943	1 114	911	505	1 758	14 240
Dotations aux amortissements	(3 923)	(444)	(382)	(453)	(208)	(304)	(5 714)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(519)	-	-	-	-	(7)	(526)
(Pertes de valeur) / Reprises	(14)	-	(174)	(42)	113	2	(115)
Autres produits et charges d'exploitation	35	-	-	-	(11)	1	25
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	4 588	499	558	416	399	1 450	7 910

9.7.1 France

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	34 004	34 264	(260)	- 0,8	- 0,8
EBE	9 434	9 009	425	4,7	- 9,0 ⁽¹⁾
Résultat d'exploitation	5 143	4 588	555	12,1	

(1) Hors effet de la loi du 4 août 2008 (prolongation du dispositif TaRTAM).

9.7.1.1 VENTILATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE DU SEGMENT « FRANCE »

La contribution du segment France au chiffre d'affaires et à l'EBE du Groupe est présentée selon la ventilation suivante :

- « **Les activités non régulées** », qui regroupent les activités de :
 - production,
 - de Commercialisation et d'Optimisation en métropole,
 - ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil ;
- « **Les activités de réseaux en métropole** » (Transport et Distribution). Les activités de Transport et de Distribution sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés ;
- « **Les activités insulaires** », qui regroupent les activités de Production et de Distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

9.7.1.2 OUVERTURE DU MARCHÉ

Au 31 décembre 2009, la part de marché électricité détenue par EDF sur l'ensemble des clients finaux est de 85,2 % (85,5 % en 2008). La part de marché en gaz naturel s'élève à 3,8 % en 2009 (3,8 % en 2008).

9.7.1.3 ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

La production nucléaire s'établit en 2009 à 390 TWh, un volume en baisse de 28 TWh (soit 6,7 % par rapport à celui de 2008 (418 TWh)). L'écart de production de 28 TWh résulte :

- des mouvements sociaux qui ont entraîné des prolongations d'arrêts de tranches majoritairement sur le second semestre et des pertes de production par baisse de charges ; et qui expliquent une perte de production nucléaire d'environ 17 TWh sur l'ensemble de l'année ;
- plusieurs arrêts fortuits ou prolongations d'arrêts, principalement survenus au second semestre, liés en particulier à des défaillances d'équipements (générateurs de vapeurs, alternateurs, transformateurs) dont le remplacement était nécessaire et déjà programmé pour partie en 2010. Ces événements ont conduit à une perte de production d'environ 6 TWh ;
- de l'arrêt au cours du premier trimestre 2009 des tranches de la centrale de Blayais suite à la présence de débris végétaux et de bouchons vaseux dans la Gironde après la tempête Klaus et de baisses de charges à la centrale de Cruas suite à l'entartrage des aéroréfrigérants en novembre 2009. Ces événements environnementaux ont diminué la production d'environ 3 TWh ;
- de l'effet année bissextile 2008 qui conduit mécaniquement à la perte d'un jour de production en 2009, soit environ 1 TWh ; et,
- d'un recours plus fréquent à la modulation qui a réduit la production nucléaire d'environ 1 TWh.

La production hydraulique s'élève à 35,1 TWh, en recul de 8 % par rapport à 2008 du fait d'une moindre hydraulité en particulier au second semestre.

La production thermique à flamme s'élève à 16 TWh, soit + 1,2 % par rapport à 2008.

Les volumes vendus aux clients finaux sont en recul de 7,9 TWh. Le recul de la demande des grands clients entreprises et industriels consécutive à la crise économique (- 8,3 TWh, soit - 5 %) n'est que partiellement compensé par la hausse liée aux conditions climatiques plus froides du début de l'année 2009 (+ 1,6 TWh) et à la croissance toujours soutenue enregistrée chez les clients résidentiels et dans le tertiaire.

En raison du recul de la production, le Groupe a été acheteur net d'électricité sur les marchés de gros, plus particulièrement au 4^e trimestre 2009. Ainsi, le solde des ventes nettes sur les marchés (y compris VPP ⁽¹⁾) est en retrait de 23,5 TWh par rapport à 2008. Par ailleurs, dans un contexte de prix baissiers, les VPP ont été moins sollicitées.

9.7.1.4 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 34 004 millions d'euros en décroissance de 0,8 % par rapport à 2008. Cette évolution se décompose en une contribution positive de 0,8 point des activités de gaz naturel et de services et une contribution négative de 1,6 point des ventes d'électricité.

L'évolution du chiffre d'affaires électricité est liée à la fois à des effets de prix (+ 2,1 points) et de volume (- 3,7 points), notamment en conséquence des moindres ventes nettes sur les marchés liées à la moindre production nucléaire comme indiqué ci-dessus. L'effet prix positif résulte principalement des hausses tarifaires des 16 août 2008 et 15 août 2009 compensées par un effet prix négatif sur les enchères de capacité.

9.7.1.5 EBE

La contribution de la **France** à l'EBE du Groupe s'élève à 9 434 millions d'euros, en augmentation de 4,7 % par rapport à 2008 (9 009 millions d'euros). Hors effet de la loi du 4 août 2008 (prolongation du dispositif TaRTAM), l'EBE est en baisse organique de 9,0 % en raison principalement d'événements exceptionnels : le retrait de la production nucléaire (- 28 TWh soit environ - 1 000 millions d'euros) et dans une moindre mesure les tempêtes de janvier (- 160 millions d'euros).

ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 9 971 millions d'euros en 2009, en hausse de 609 millions d'euros (+ 6,5 %) par rapport à 2008.

Cette hausse résulte pour l'essentiel du renchérissement après couverture des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques des réseaux et de l'augmentation des achats liés au développement des ventes de gaz naturel.

1 Virtual Power Plant.

AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL

Les **autres consommations externes** qui s'élèvent à 6 483 millions d'euros, augmentent de 8,6 % par rapport à 2008. Cette évolution résulte notamment des dépenses de remise en état des réseaux à la suite des tempêtes de janvier 2009, particulièrement chez ERDF. La hausse des autres consommations externes de 6,3 %, hors effet tempêtes, tient à l'accélération de l'effort de maintenance du parc de production (200 millions d'euros) et au développement des activités nouvelles, notamment dans les services.

Les **charges de personnel** s'élèvent à 8 174 millions d'euros en hausse de 4,8 % par rapport à 2008. Cette augmentation traduit les évolutions salariales dans un contexte de quasi-stabilité des effectifs, le développement de la protection sociale dans le cadre de la réforme du régime de retraites. Ce poste enregistre également les charges supplémentaires liées aux tempêtes.

IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes diminuent de 6,9 % (196 millions d'euros). Cette baisse est liée notamment à l'effet de la reprise de la provision FACE (+ 324 millions d'euros) correspondant à la contribution due au titre de l'électrification des zones rurales suite à la mise en place du tarif TURPE 3.

AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels s'améliorent de 792 millions d'euros. Cette évolution correspond principalement à l'augmentation de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) qui résulte pour l'essentiel de l'évolution de la compensation à recevoir au titre des surcoûts induits par les obligations d'achat. Ces surcoûts, établis sur la base du différentiel entre le prix du marché et les coûts d'achat effectifs pour EDF aux producteurs bénéficiant de ce dispositif, ont augmenté du fait de la baisse des prix spot en 2009. Elle s'explique également par la constitution en 2008 de la provision de 1 195 millions d'euros pour compensation des concurrents au titre de la prolongation du TaRTAM du 1^{er} juillet 2009 au 30 juin 2010, sans équivalent en 2009.

9.7.1.6 VENTILATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE DU SEGMENT FRANCE ENTRE ACTIVITÉS NON RÉGULÉES, ACTIVITÉS DE RÉSEAUX ET ACTIVITÉS INSULAIRES

Le tableau suivant détaille l'évolution entre 2009 et 2008 du chiffre d'affaires et de l'EBE du segment France, selon la distinction activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires :

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 004	34 264	(260)	- 0,8	- 0,8
Non régulé	21 811	22 081	(270)	- 1,2	- 1,2
Activités réseaux	12 382	12 515	(133)	- 1,1	- 1,1
Activités insulaires	763	701	62	8,8	8,8
Éliminations	(952)	(1 033)	n.s.	n.s.	n.s.
EBE	9 434	9 009	425	4,7	- 9,0
Non régulé	5 825	4 967	858	17,3	- 7,5
Activités réseaux	3 378	3 832	(454)	- 11,8	- 12,0
Activités insulaires	231	210	21	10,0	10,0

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** est en légère décroissance. L'augmentation du tarif de réseau et les recettes supplémentaires liées au climat ne compensent pas le recul des volumes vendus aux clients industriels et la baisse des recettes d'interconnexion.

Le **chiffre d'affaires des activités non régulées** est également en légère décroissance. Le recul des ventes aux clients finals et des ventes nettes sur les marchés de gros a absorbé l'impact des hausses tarifaires de 2008 et 2009.

L'**EBE des activités réseaux** est en baisse de 12 % très supérieure à celle du chiffre d'affaires. Cet écart traduit la progression du coût des pertes réseaux après couverture et les effets du coût des tempêtes, tout particulièrement chez ERDF.

Hors impact en 2008 de la prolongation du dispositif TaRTAM (loi du 4 août 2008), l'**EBE des activités non régulées** est en décroissance de 7,5 %. Cette évolution traduit les effets du recul de la production nucléaire notamment lié aux mouvements sociaux à partir d'avril 2009, des hausses structurelles des coûts de maintenance du parc de production, partiellement compensés par les effets des évolutions tarifaires, ainsi que les effets de prix positifs sur le coût des obligations d'achat nets de CSPE.

L'**EBE des activités insulaires** augmente de 10 % en raison de l'effet négatif, en 2008, d'une régularisation de la CSPE.

9.7.2 Royaume-Uni

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	11 036	8 244	2 792	33,9	3,6
EBE	3 062	943	2 119	224,7	51,3
Résultat d'exploitation	1 704	499	1 205	241,5	85,6

Le segment Royaume-Uni intègre en 2009 la contribution de British Energy aux comptes du Groupe. EDF Energy se compose désormais de quatre branches principales, qui regroupent respectivement les activités de réseaux, les activités de production et de commercialisation, la branche Nucléaire Existant issue de British Energy et le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni. La nouvelle branche Production-Commercialisation a en charge l'optimisation de l'exposition aux marchés de gros de l'ensemble d'EDF Energy ainsi que la gestion de l'activité commerciale. La branche Nucléaire Existant est chargée du fonctionnement des centrales nucléaires dans des conditions optimales de performance et de sûreté. Une branche Nouveau Nucléaire a été créée pour développer et construire les nouveaux EPR au Royaume-Uni. La branche Réseaux est inchangée. Enfin, les activités corporate, services partagés et fonctions supports des deux entreprises d'origine ont été fusionnées dans une entité Corporate unique.

Les performances opérationnelles de British Energy ont été caractérisées en 2009 par une augmentation significative de sa production nucléaire (54,5 TWh en 2009, contre 40 TWh en 2008).

9.7.2.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution d'EDF Energy au chiffre d'affaires du Groupe est de 11 036 millions d'euros en 2009, en hausse de 33,9 % et en croissance organique de + 3,6 % par rapport à 2008.

L'effet de périmètre lié à l'achat de British Energy est de 40,1 % (3 308 millions d'euros) et la dépréciation ⁽¹⁾ de la livre sterling par rapport à l'euro entre 2008 et 2009 entraîne un effet de change négatif de - 9,8 % (- 810 millions d'euros).

La croissance organique est portée par les activités de production fossile et de commercialisation qui ont bénéficié de l'évolution favorable des prix sur les marchés de gros (notamment de la baisse des prix du gaz) et des mouvements tarifaires de 2008 pour les clients résidentiels. Les hausses de juillet 2008 (+ 17 % sur l'électricité et 22 % sur le gaz) ont produit leurs effets sur la totalité de l'année 2009. La baisse tarifaire de l'électricité de - 8,8 % au 31 mars 2009 n'a que partiellement pesé sur la croissance organique.

Le chiffre d'affaires des activités de réseaux est en recul de 2,0 %, en raison d'une baisse des volumes transportés et de moindres recettes de travaux dans un contexte de ralentissement économique.

9.7.2.2 EBE

La contribution d'EDF Energy à l'EBE du Groupe est de 3 062 millions d'euros en 2009 en très forte hausse par rapport à 2008. Hors effet de change négatif de 9,9 % et impact de la première consolidation de British Energy pour 1 728 millions d'euros (+ 183,2 %), la croissance organique du segment Royaume-Uni est de 484 millions d'euros soit 51,3 %.

La croissance organique « pro forma » non audité de l'activité de British Energy entre 2008 et 2009 serait de + 949 millions d'euros.

L'impact sur la croissance organique de la valorisation au marché des contrats d'achat et de vente à terme, instruments dérivés non qualifiés de couverture selon la norme IAS 39, est en effet fortement positif en 2009 (+ 148 millions d'euros) alors qu'il était très négatif en 2008 (- 287 millions d'euros). Il résulte principalement du débouclage en 2009 des couvertures mises en place les années antérieures (+ 142 millions d'euros) et, pour une faible part, de la valorisation des contrats énergie de fin 2009 (positions latentes + 6 millions d'euros).

Hors effet d'IAS 39, la hausse organique de l'EBE est attribuable à l'activité production fossile - commercialisation, grâce à la reconstitution des marges de commercialisation gaz et grands clients ainsi qu'à l'optimisation de la production des centrales à énergie fossile.

L'activité régulée est restée stable, traduisant les efforts de productivité réalisés.

9.7.2.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution d'EDF Energy au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 1 704 millions d'euros, soit 3,4 fois celle de 2008. Cette évolution résulte de l'intégration de British Energy et de la croissance organique de l'EBE.

1 Taux moyen annuel 2009 : 1,124 €/£, taux moyen annuel 2008 : 1,246 €/£.

9.7.3 Allemagne

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	7 195	7 467	(272)	- 3,6	- 4,3
EBE	1 193	1 114	79	7,1	5,9
Résultat d'exploitation	796	558	238	42,7	-

9.7.3.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de **EnBW** au chiffre d'affaires du Groupe est en baisse de 3,6 % et en décroissance organique de 4,3 %. Elle diminue tant sur l'activité électricité que sur l'activité gaz.

La baisse du chiffre d'affaires inclut un effet de périmètre positif de 51 millions d'euros lié essentiellement à l'augmentation des participations dans les centrales de Lippendorf et Bexbach.

Les ventes d'électricité en recul de 2,7 %, sont affectées par la baisse des volumes vendus aux industriels en raison de la crise. Cette baisse des volumes n'est que partiellement compensée par des effets prix favorables, en particulier sur les ventes aux clients industriels et aux redistributeurs. L'activité sur les marchés de gros est également en retrait.

Le chiffre d'affaires dans l'activité gaz naturel baisse en raison de pertes de volume sur tous les segments de clientèle, en particulier celui des redistributeurs, ainsi que des effets prix défavorables.

9.7.3.2 EBE

La contribution de **EnBW** à l'EBE du Groupe est en hausse de 7,1 % et en croissance organique de + 5,9 % par rapport à l'année 2008.

L'amélioration de l'EBE dans l'activité électricité résulte du renforcement des marges de production grâce à la politique de couverture initiée les années précédentes dans un contexte de prix plus favorables. En revanche, l'évolution de l'EBE est affectée par de moindres volumes vendus auprès des industriels.

L'EBE est en retrait dans l'activité gaz naturel par rapport à 2008, en raison de la baisse des ventes liée au ralentissement économique.

9.7.3.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution d'**EnBW** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 796 millions d'euros, en hausse de 238 millions d'euros (+ 42,7 %) par rapport à 2008.

Cette hausse reflète essentiellement celle de l'EBE et l'effet, sans équivalent en 2009, des dépréciations pour pertes de valeur comptabilisées en 2008 (174 millions d'euros).

9.7.4 Italie

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	4 877	5 610	(733)	- 13,1	- 12,5
EBE	801	911	(110)	- 12,1	- 13,5
Résultat d'exploitation	300	416	(116)	- 27,9	-

9.7.4.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de l'**Italie** ⁽¹⁾ au chiffre d'affaires du Groupe est de 4 877 millions d'euros, en diminution de 13,1 % et en décroissance organique de 12,5 %.

Le chiffre d'affaires d'**Edison** recule de 614 millions d'euros (- 12,3 %), principalement dans l'activité électricité.

Le chiffre d'affaires de l'activité hydrocarbures augmente grâce à l'effet périmètre (Aboukir).

L'activité électricité subit l'effet négatif de la forte baisse des prix de marché, ainsi que la réduction des ventes en bourse, résultant principalement de la crise économique. Ces effets sont atténués en partie par le développement des ventes auprès des clients finaux et des grossistes (+ 24,6 %).

L'activité hydrocarbures connaît un effet prix défavorable, lié à la baisse des prix du Brent et du gaz naturel. Celui-ci est compensé par la hausse des volumes vendus aux clients résidentiels en raison du climat plus froid du 1^{er} trimestre 2009 et par le succès des campagnes commerciales

se traduisant par une hausse de 12,4 % des ventes aux clients finaux.

Le chiffre d'affaires de **Fenice** est en baisse de 119 millions d'euros (- 19,6 %) en raison du recul de l'activité de ses principaux clients, notamment dans l'automobile. La variation organique est de - 16,1 %.

9.7.4.2 EBE

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 801 millions d'euros, en recul de 12,1 % et de 13,5 % à périmètre et change constants.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 713 millions d'euros en 2009 contre 807 millions d'euros en 2008, en baisse de 94 millions d'euros, soit - 11,6 % et en baisse organique de 13,6 % malgré la bonne maîtrise des coûts opérationnels.

L'EBE de l'activité électricité subit l'effet de la contraction des volumes

¹ Groupe Edison et Fenice.

et des marges de production liée aux conditions de marchés défavorables. Elle enregistre également l'impact de l'expiration progressive des subventions aux centrales « CIP6 ».

La contribution des activités hydrocarbures est relativement stable. Les ventes aux clients finaux ont été favorisées par les effets volumes et la baisse du prix du sourcing, tandis que l'activité d'exploration et de production a été pénalisée par la baisse du prix des hydrocarbures.

9.7.5 Autre International

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	3 437	3 044	393	12,9	10,6
EBE	686	505	181	35,8	22,6
Résultat d'exploitation	287	399	(112)	(28,1)	-

Le segment Autre International regroupe principalement les autres activités européennes (au Benelux y compris SPE détenue par EDF à 51 %, et dans les pays d'Europe centrale), les activités en Asie (Chine, Vietnam et Laos), la centrale thermique de Norte Fluminense au Brésil et les activités nucléaires aux États-Unis avec celles de Constellation Energy Nuclear Group (CENG) (détenue par EDF à hauteur de 49,99 %).

9.7.5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 3 437 millions d'euros, en augmentation de 393 millions d'euros et en croissance organique de 10,6 % par rapport à 2008.

La progression organique du chiffre d'affaires est localisée principalement en Pologne, en Belgique et au Brésil.

Dans les pays d'Europe centrale, la progression organique du chiffre d'affaires est de 197 millions d'euros. L'effet de change est fortement négatif en Pologne et en Hongrie.

En Pologne, la croissance organique (+ 19,1 %) résulte principalement de l'augmentation des prix de l'électricité vendue aux distributeurs dans le cadre de contrats annuels et de la hausse des ventes de certificats verts grâce à l'utilisation accrue de la biomasse.

Les activités dans les autres pays d'Europe continentale (Belgique, Autriche, Pays-Bas) comprennent celles de SPE depuis le 26 novembre 2009. Hors effet périmètre, la croissance organique dans cette zone est de + 33,3 % et est due principalement à l'augmentation des volumes en électricité et gaz ainsi qu'à la hausse des prix sur le marché de gros en Belgique.

En Asie, la croissance organique de + 8,2 % bénéficie des bonnes performances de Figlec (Chine) et Meco (Vietnam) et d'un effet favorable de la hausse du coût du charbon dans la tarification de Figlec, sans impact sur l'EBE.

Au Brésil, la croissance organique s'élève à + 16,9 %.

9.7.6 Autres activités

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	5 787	5 218	569	10,9	9,9
EBE	2 290	1 758	532	30,3	25,1
Résultat d'exploitation	1 877	1 450	427	29,4	-

La contribution de Fenice à l'EBE du Groupe s'élève à 89 millions d'euros en 2009, en baisse de 17 millions d'euros par rapport à 2008. Cette évolution est liée à la baisse d'activité.

9.7.4.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution de l'Italie au résultat d'exploitation du Groupe est de 300 millions d'euros, en baisse de 116 millions, en phase avec celle de l'EBE.

9.7.5.2 EBE

L'EBE du segment Autre International, hors effets de périmètre et de change, est en progression organique de 22,6 %.

L'EBE dans les pays d'Europe centrale enregistre une croissance de 48 millions d'euros (+ 14,2 %) malgré l'impact défavorable des taux de change. Hors effet de change, la croissance s'établit à + 26 %.

En Pologne, la croissance organique de l'EBE est de 81,9 % grâce à une augmentation des prix de l'électricité dans les contrats annuels signés avec les distributeurs et à une baisse des coûts suite à la diminution des émissions de CO₂ (baisse des volumes et hausse de la biomasse).

En Hongrie, l'EBE est en recul organique de 24,0 % en raison de la moindre performance de Demasz dans le contexte de ralentissement économique et de baisse des prix de l'électricité ainsi qu'à l'impact défavorable de la dépréciation de la devise hongroise face à l'euro.

L'EBE dans les autres pays d'Europe continentale augmente de 82 millions d'euros. Cette augmentation résulte de la consolidation de SPE ainsi que de la mise en service de la centrale à cycle combiné à gaz de SLOE aux Pays-Bas.

En Asie, l'EBE est en croissance de 0,7 %.

Le Brésil connaît une croissance organique de + 35,0 %, grâce à des effets prix positifs sur les ventes, à l'optimisation des achats, ainsi qu'à des exportations vers l'Uruguay et à des gains sur la maintenance.

9.7.5.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation est en retrait de 28,1 % par rapport à 2008.

Sa variation reflète l'accroissement des dotations aux amortissements résultant notamment des acquisitions de CENG et de SPE, ainsi que des reprises de provisions pour pertes de valeur en 2008 sans équivalent en 2009.

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

9.7.6.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 787 millions d'euros, en augmentation de 569 millions et en croissance organique de 9,9 % par rapport à 2008. Elle comprend des ajustements liés aux instruments de couverture (dont l'impact en 2009 est de + 275 millions d'euros).

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** s'élève à 1 086 millions d'euros en progression de 128 millions d'euros (+ 13,4 %). Les ventes sont portées par la mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires en Europe et aux États-Unis et par la croissance de l'activité Énergies Réparties.

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading ⁽¹⁾ est en diminution de 70 millions d'euros (- 5,8 %). Hors effets de périmètre liés à l'acquisition de la société EDF Trading North America (anciennement Eagle Energy Partners), il recule de 7,7 %. Ce haut niveau de performance a été réalisé dans un contexte de moindre volatilité des prix des matières premières en 2009.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en décroissance de 97 millions d'euros (- 4,2 %), principalement du fait d'un effet change défavorable. Il est en croissance organique de 2,0 % par rapport à 2008 essentiellement porté par les activités en Europe centrale.

9.7.6.2 EBE

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 2 290 millions d'euros, en augmentation de 532 millions d'euros par rapport à 2008 et de 25,1 % en croissance organique.

La croissance organique de l'EBE du segment bénéficie principalement du dynamisme de l'activité d'**EDF Énergies Nouvelles**, en hausse de + 147 millions d'euros (+ 75,4 %), portée par le développement de son activité de production.

L'EBE d'**EDF Trading** atteint 907 millions d'euros, en diminution de 116 millions d'euros (- 11,3 %) reflétant l'évolution de la marge.

L'EBE de **Dalkia** est en croissance organique de 27,8 % et bénéficie de la progression des ventes, notamment en Europe centrale.

9.7.6.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation progresse de 427 millions d'euros par rapport à 2008.

Cette progression reflète l'évolution de l'EBE, partiellement compensée par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements.

9.8

Flux de trésorerie et endettement financier net

9.8.1 Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie dégagés par le Groupe sur les exercices 2009 et 2008 sont présentés dans le tableau de synthèse ci-dessous :

(en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	12 374	7 572	4 802	63,4
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(24 944)	(16 665)	(8 279)	49,7
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	13 910	8 811	5 099	57,9
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 340	(282)	1 622	- 575,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 869	6 035	(166)	- 2,8
Incidence des variations de change	(237)	(79)	(158)	200,0
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	45	188	(143)	- 76,1
Incidence des autres reclassements	(35)	7	(42)	- 600,0
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	6 982	5 869	1 113	19,0

(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'emprunt ».

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

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

9.8.1.1 FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 582	4 860	722	14,9
Pertes de valeurs (reprises)	66	115	(49)	- 42,6
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 805	4 674	3 131	67,0
Produits et charges financiers	1 477	1 057	420	39,7
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	143	110	33	30,0
Plus ou moins-values de cession	(569)	(245)	(324)	132,2
Variation du besoin en fonds de roulement	(983)	(211)	(772)	365,9
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 521	10 360	3 161	30,5
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	(1 068)	(340)	31,8
Impôts sur le résultat payés	(963)	(1 720)	757	- 44,0
Annulation de la décision de la Commission européenne	1 224	-	1 224	n.s.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	12 374	7 572	4 802	63,4

Les flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles en 2009 s'élevaient à 12 374 millions d'euros, en augmentation de 4 802 millions d'euros par rapport à l'exercice 2008. Cette variation traduit essentiellement :

(i) la hausse de 3 161 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation qui provient essentiellement du résultat avant impôt des sociétés intégrées corrigé des provisions pour pertes (reprises) de valeurs et des amortissements, provisions et variation de juste valeur dont le total s'élève à 13 453 millions d'euros en 2009 contre 9 649 millions d'euros en 2008, soit une augmentation de 3 804 millions d'euros. La variation des produits et charges financiers correspond à la hausse de l'endettement brut moyen, ainsi que, dans une moindre mesure, aux charges d'actualisation (voir section 9.6.4 « Résultat financier ») ; enfin l'augmentation des plus-values de cession résulte principalement du produit dégagé à l'occasion de l'apport par EDF à Alpiq des droits de tirage de la centrale hydraulique d'Emosson en échange des titres de la société (voir paragraphe 9.2.2.1.2.3).

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'inscrit en hausse de 983 millions d'euros en 2009. Corrigé du versement 2009 de la soulte libératoire pour le démantèlement de La Hague suite à l'accord 2008 EDF/AREVA de 605 millions d'euros, le BFR s'inscrit en hausse de 378 millions d'euros. Cette évolution s'explique de la façon suivante : les besoins en fonds de roulement pour les segments « France » et « Autres activités » augmentent respectivement de 1 207 et 985 millions d'euros, tandis que celui de l'international (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Autre International) diminue de 1 814 millions d'euros.

En **France**, l'augmentation du BFR s'explique principalement par la hausse de 1 079 millions d'euros de la créance liée à la CSPE et l'augmentation

de 462 millions d'euros du niveau des stocks, essentiellement de combustibles nucléaires, en partie compensée par la baisse de 538 millions d'euros des créances clients nettes des avances reçues, principalement due au nombre croissant de clients mensualisés.

À l'**international**, le BFR diminue de 1 814 millions d'euros. Cette variation s'explique notamment par la baisse des créances clients au Royaume-Uni, en Allemagne et en Italie dans un contexte de ralentissement économique.

Sur le segment « **Autres activités** », l'augmentation du besoin en fonds de roulement de 985 millions d'euros s'explique notamment par les transactions relatives aux permis d'émission de CO₂ chez EDF Trading et par l'augmentation des stocks (487 millions d'euros), en grande partie chez EDF Énergies Nouvelles (307 millions d'euros), avec la hausse des stocks de turbines et des en-cours de production, liées au développement de l'activité ;

(ii) la diminution de 757 millions d'euros de l'impôt sur le résultat payé résulte principalement d'un remboursement reçu par EDF SA au titre d'excédents d'acomptes payés en 2008 ;

(iii) en 2009, les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation intègrent le remboursement par l'État de la somme de 1 224 millions euros suite à l'annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)).

Le cash-flow opérationnel s'élève à 12 133 millions d'euros contre 10 083 millions d'euros en 2008, soit une hausse de 20,3 %. Il s'analyse de la façon suivante :

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation	Variation en valeur	(en %)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 521	10 360	3 161	3 161	30,5
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	(1 068)	(340)	(340)	31,8
Impôts sur le résultat payés	(963)	(1 720)	757	757	- 44,0
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽¹⁾	983	2 511	(1 528)	(1 528)	- 60,9
CASH-FLOW OPÉRATIONNEL (FFO)	12 133	10 083	2 050	2 050	20,3

(1) Après reclassement sur 2008 des effets du contrat entre AREVA et EDF qui n'a pas d'impact net sur les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation.

9.8.1.2 FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les décaissements de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont élevés à 24 944 millions d'euros en 2009 à comparer à 16 665 millions d'euros en 2008.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisition et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(12 370)	(9 703)	(2 667)	27,5
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	252	214	38	17,8
Investissements non financiers nets ⁽¹⁾	(12 118)	(9 489)	(2 629)	27,7
Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise / cédée)	(13 160)	(281)	(12 879)	4 583,3
Variations d'actifs financiers	334	(6 895)	7 229	- 104,8
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(24 944)	(16 665)	(8 279)	49,7

(1) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur d'investissements non financiers nets (« Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » nettes des « Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles » afin de suivre l'évolution de ses investissements au titre des immobilisations corporelles et incorporelles).

ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES (INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS)

En croissance de plus de 27 % par rapport à 2008

Les investissements opérationnels (Capex bruts) s'élèvent à 12 370 millions d'euros, en augmentation de 2 667 millions d'euros (27,5 %) par rapport à 2008. L'évolution sur la période des investissements opérationnels du Groupe est la suivante :

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Activités réseaux	3 377	2 580	797	30,9
Activités non régulées	3 312	2 299	1 013	44,1
Activités insulaires	473	293	180	61,4
Total France	7 162	5 172	1 990	38,5
Royaume-Uni	2 193	1 462	731	50,0
Allemagne	593	572	21	3,7
Italie	483	474	9	1,9
Autre International	381	480	(99)	(20,6)
International	3 650	2 988	662	22,2
Autres activités	1 558	1 543	15	1,0
INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS (CAPEX BRUTS)	12 370	9 703	2 667	27,5

Les investissements opérationnels augmentent dans l'ensemble des zones géographiques hormis sur le segment « Autre International ». Cette évolution se localise essentiellement en France et au Royaume-Uni.

L'augmentation en **France** est de 1 990 millions d'euros soit 38,5 %. Elle concerne à la fois les activités non régulées (+ 1 013 millions d'euros), les activités de réseaux (+ 797 millions d'euros) et les activités insulaires (+ 180 millions d'euros).

Pour ce qui est des activités non régulées, l'essentiel de la croissance provient des investissements de production qui passent de 2 150 millions d'euros en 2008 à 3 082 millions d'euros en 2009. Ils comprennent les dépenses d'investissement liées à la construction de l'EPR à Flamanville et au développement de capacités thermiques (Repowering de Martigues, cycle combiné gaz de Blénod et turbines à combustion à Vaires et Montereau) ainsi que les dépenses de maintenance dans le thermique, l'hydraulique et dans le nucléaire, en augmentation significative par rapport à 2008.

Dans les activités de réseaux, les investissements sont en hausse de 797 millions d'euros soit 30,9 % par rapport à 2008. L'augmentation est principalement attribuable aux réseaux de distribution et concerne notam-

ment la qualité de la desserte ainsi que les travaux de sécurité et d'environnement, en partie dans le cadre de la prévention des risques climatiques.

Les investissements opérationnels des systèmes énergétiques insulaires connaissent également une hausse liée notamment à la poursuite du développement de nouveaux moyens de production (essentiellement à La Réunion, en Guadeloupe et en Martinique).

Au Royaume-Uni, les investissements s'élèvent à 2 193 millions d'euros en 2009, ce qui représente une augmentation de 50,0 % par rapport à 2008. Cette croissance correspond principalement à l'intégration de British Energy (338 millions d'euros), ainsi qu'aux premiers investissements dans le nouveau nucléaire au Royaume-Uni et à ceux réalisés pour la construction de la centrale thermique de West Burton.

En Allemagne, les investissements s'élèvent à 593 millions d'euros pour 2009 en quote-part EDF, ce qui représente une augmentation de 4 % par rapport à 2008. Ils comprennent notamment la poursuite de construction de la centrale au charbon super critique de Karlsruhe ainsi que les investissements dans l'éolien *offshore* et dans l'hydraulique.

En Italie, les investissements s'élevèrent à 483 millions d'euros pour 2009 en quote-part EDF, ce qui représente une augmentation de 2 % par rapport à 2008. La progression est essentiellement chez Edison et résulte notamment du développement des énergies renouvelables et de la production électrique en Grèce.

Dans le segment « Autre International », les investissements de 381 millions d'euros sont en recul par rapport à 2008. Cette diminution est localisée principalement dans les pays d'Europe centrale (effet de change et investissements spécifiques de 2008).

Enfin, les investissements du segment **Autres activités** sont en faible progression (+ 1 %) par rapport à 2008. La hausse des investissements chez EDF Énergies Nouvelles, qui a investi 1 267 millions d'euros en 2009, est liée principalement à la poursuite du développement de parcs éoliens, solaires et photovoltaïques. Cette hausse est compensée par une baisse pour l'activité gaz (achat en 2008 de champs gaziers en mer du Nord).

ACQUISITIONS / CESSIONS DE SOCIÉTÉS SOUS DÉDUCTION DE LA TRÉSORERIE ACQUISE

Ce poste comprend les acquisitions et les cessions de titres consolidés nets de leur trésorerie. En 2008, il s'agissait principalement pour les cessions, des centrales CIP6, de Dolomiti Edison Energy et d'Hydros chez Edison en Italie, et pour les acquisitions, d'EDF Trading North America par EDF Trading et des développements chez Dalkia.

En 2009, les acquisitions/cessions de sociétés intègrent pour l'essentiel les opérations suivantes :

- 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 (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).

VARIATIONS D'ACTIFS FINANCIERS

Entre 2009 et 2008, la variation du poste « Actifs financiers » est de 7 229 millions d'euros. La variation entre 2009 et 2008 de ce poste s'explique notamment par le développement en 2008 du nucléaire à l'international principalement au Royaume-Uni avec la première phase de l'acquisition de British Energy pour 2 679 millions d'euros et aux États-Unis avec l'acquisition d'actions de Constellation Energy Group pour 412 millions d'euros et le déboursement en 2008 de 854 millions d'euros liés à l'acquisition prévue de 49,99 % de ses actifs nucléaires. Le solde correspond principalement à des opérations courantes de gestion de trésorerie.

9.8.1.3 FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾	Variation	Variation (en %)
Émissions d'emprunt	30 228	15 717	14 511	92,3
Remboursements d'emprunts	(15 486)	(4 882)	(10 604)	217,2
Dividendes versés par EDF	(1 228)	(2 438)	1 210	- 49,6
Dividendes versés aux minoritaires	(83)	(90)	7	- 7,8
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	-	249	(249)	- 100,0
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	253	285	(32)	- 11,2
Subventions d'investissement	214	150	64	42,7
Actions propres	12	(180)	192	- 106,7
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	13 910	8 811	5 099	57,9

(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 première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

En 2009, les opérations de financement se traduisent par un produit net de 13 910 millions d'euros en hausse de 5 099 millions d'euros par rapport à 2008. Cette variation traduit principalement :

- les émissions d'emprunts qui ont eu lieu en 2009 pour un total de 14 511 millions d'euros (voir paragraphe 9.2.2.6 « Financement du Groupe » pour le détail de ces émissions) ;
- une augmentation des remboursements d'emprunts pour 10 604 millions d'euros (les tirages sur le crédit syndiqué utilisés pour le financement de l'acquisition de British Energy ont été intégralement remboursés au cours de l'exercice) ;
- les dividendes versés par EDF de 1 228 millions d'euros en 2009 contre 2 438 millions d'euros en 2008 (l'acompte sur dividende 2009 a été payé en actions pour 938 millions d'euros, et en numéraire pour 64 millions).

9.8.2 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 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.

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

(en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)
Excédent brut d'exploitation	17 466	14 240	3 226	23
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE ⁽³⁾	(3 105)	(1 399)	(1 706)	
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	(1 068)	(340)	
Impôts sur le résultat payé	(963)	(1 720)	757	
Autres éléments ⁽⁴⁾	143	30	113	
Cash flow opérationnel	12 133	10 083	2 050	20
Variation du besoin en fonds de roulement net ⁽³⁾	(378)	(2 511)	2 133	
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(12 118)	(9 489)	(2 629)	
Éléments non récurrents ⁽⁵⁾	1 224	-	1 224	
Free cash flow	861	(1 917)	2 778	n.s.
Actes dédiés	(1 902)	(1 785)	(117)	
Investissements financiers nets	(14 336)	(4 305)	(10 031)	
Dividendes versés ⁽⁶⁾	(1 311)	(2 528)	1 217	
Autres variations ⁽⁷⁾	(699)	479	(1 178)	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net hors effet de périmètre et de change	(17 387)	(10 056)	(7 331)	73
Effet de la variation du périmètre	453	138	315	
Effet de la variation de change	(760)	1 473	(2 233)	
Autres variations non monétaires ⁽⁸⁾	(326)	238	(564)	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	(18 020)	(8 207)	(9 813)	120
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	24 476	16 269	8 207	50
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	42 496	24 476	18 020	74

(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 » (voir notes 1 et 2 aux Comptes Consolidés) et de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires de trading d'Edison.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

(3) 2008 : après reclassement des effets du contrat entre AREVA et EDF.

(4) Correspond principalement aux dividendes reçus des sociétés mises en équivalence.

(5) Versement de l'État suite à l'annulation de la décision du 16 décembre 2003 de la Commission européenne.

(6) Dividendes versés en espèces qui n'incluent pas la partie de l'acompte 2009 du dividende (938 millions d'euros) qui a été versée en actions.

(7) Correspond principalement au versement de 2009 de la soulte libératoire pour le démantèlement de La Hague suite à l'accord 2008 EDF-AREVA (605 millions d'euros), et comprend en 2008 la participation des minoritaires dans l'augmentation de capital d'EDF Energies Nouvelles.

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

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 42 496 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il était de 24 476 millions d'euros au 31 décembre 2008 et augmente ainsi de 18 020 millions d'euros sur l'année 2009.

Le Groupe a dégagé un *free cash flow* de 861 millions d'euros. Celui-ci intègre des investissements opérationnels nets de cessions de 12 118 millions d'euros autofinancés par le *cash flow* opérationnel (12 133 millions d'euros) et une variation de BFR de - 378 millions d'euros. Il comprend également le remboursement exceptionnel d'impôt par l'État suite à l'annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 (1 224 millions d'euros).

La dotation aux actifs dédiés, qui s'élève à 1 902 millions d'euros, reflète la reprise des dotations à compter du 1^{er} juillet 2009 (voir section 9.9.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »)). L'évolution de l'endettement financier net comprend aussi le premier versement en 2009 de la soulte libératoire pour le démantèlement de La Hague suite à l'accord 2008 EDF-AREVA (605 millions d'euros).

L'évolution de l'endettement financier net reflète également la réalisation d'opérations de croissance externe majeures, fortement contributrices

de *cash flow* opérationnel (de l'ordre de 1,2 milliard d'euros) et financées par endettement.

Les investissements financiers nets sont de 14 336 millions d'euros. Ils comprennent essentiellement 14 752 millions d'euros d'acquisitions nettes de cessions, se décomposant en :

- investissements de croissance externe pour 17 417 millions d'euros dont l'essentiel concerne le développement du nucléaire à l'international, avec principalement l'acquisition du solde du capital de British Energy au Royaume-Uni pour 10 827 millions d'euros, avant l'effet de la cession à Centrica de 20 % de British Energy (pour 2 470 millions d'euros), et la finalisation de l'acquisition de la participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group aux États-Unis, pour 2 508 millions d'euros. Ils comprennent également l'acquisition de 51 % de SPE en Belgique (1 328 millions d'euros), la prise de participation de 26 % d'EWB par EnBW et l'investissement d'Edison dans les champs gaziers d'Aboukir ;
- cessions pour 2 665 millions d'euros comprenant essentiellement celle de 20 % des intérêts dans British Energy à Centrica (2 470 millions d'euros).

Les dividendes versés en numéraire (1 311 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2008 de 1 164 millions d'euros et la partie de l'acompte distribué fin 2009, versée en numéraire (64 millions d'euros), ainsi que les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (83 millions d'euros). En 2008, les dividendes versés étaient de 2 528 millions d'euros.

Les effets de change (appréciation notamment de la livre sterling par rapport à l'euro¹) et de périmètre (notamment l'incorporation de la trésorerie de British Energy) pèsent pour 307 millions d'euros dans l'évolution de l'endettement financier net du Groupe.

9.9

Gestion et contrôle des risques marchés

9.9.1 Gestion et contrôle des risques financiers

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

Le développement international du Groupe a conduit à la mise en place, début 2002, d'une structure dédiée – le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») – en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre de Gestion Financière. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe.

Le DCRF produit des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques, concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF. Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

Au 31 décembre 2009, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2009) :

(en millions d'euros)	Dettes à long terme	Dettes à court terme	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
			Swaps de taux	Swaps de change	
2010	7 052	4 427	(29)	160	23
Entre 2011 et 2013	15 794	-	(72)	(87)	36
2014 et au-delà	47 743	-	(119)	151	264
TOTAL	70 589	4 427	(220)	224	323

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

9.9.1.1 POSITION DE LIQUIDITÉ ET GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITÉ

POSITION DE LIQUIDITÉ

Au 31 décembre 2009, les liquidités du Groupe s'élevaient à 11 717 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 039 millions d'euros. Le Groupe a par ailleurs accès à des ressources financières au travers de ses programmes d'émissions court terme et obligataires.

Sur l'année 2010, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2009 s'élèveront à 11 479 millions d'euros, dont 3 954 millions d'euros d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2009, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITÉ

Dans le cadre de la gestion de sa position de liquidité, du financement de son programme d'investissements opérationnels et de croissance externe et du renforcement de sa dette à long terme, le Groupe a, notamment, procédé au cours de l'année 2009 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009 (« Autres opérations ou événements majeurs »). Les emprunts obligataires ont été émis par EDF SA pour des montants respectifs de 9 950 millions d'euros (dont 3 269 millions d'euros souscrits par les particuliers), 5 000 millions de dollars, 1 500 millions de livres sterling, 650 millions de francs suisses et 120 400 millions de yen. EDF Energy, EnBW et Edison ont également émis en 2009 des emprunts obligataires pour des montants respectifs de 950 millions de livres sterling, 1 350 et 700 millions d'euros.

La maturité moyenne de la dette du Groupe a ainsi été portée au 31 décembre 2009 à 7,4 ans contre 5,3 ans au 31 décembre 2008, celle d'EDF SA à 8,5 ans contre 5,5 ans au 31 décembre 2008.

¹ Appréciation de 7,3 % de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2008 1,0498 €/£ ; 31 décembre 2009 1,1260 €/£.

Dans un contexte de tensions de liquidité sur les marchés financiers, le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

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

- le cash pooling du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées, à l'exception de RTE EDF Transport. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Dans ce contexte, EDF Energy et EDF Trading disposent désormais de lignes de crédit avec EDF. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe, créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement moyen et long terme des filiales du groupe EDF ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars US pour les US CP et 1,5 milliard d'euros pour les Euro CP. EnBW, RTE EDF Transport et EDF Energy disposent de programmes court terme dont les plafonds sont respectivement 2 milliards d'euros, 1 milliard d'euros et 1 milliard de livres sterling ;
- EDF accède également régulièrement au marché obligataire dans le cadre d'un programme EMTN (« Euro Medium Term Note Program ») mis à jour annuellement et faisant l'objet d'un enregistrement auprès des autorités de marché en France et « passporté » au sein d'autres pays de l'Union européenne. Le plafond du programme est aujourd'hui de 16 milliards d'euros. Par ailleurs, EnBW, EDF Energy, RTE EDF Transport et Edison disposent de leurs propres programmes EMTN dont les plafonds sont respectivement de 7 milliards d'euros, 4 milliards de livres sterling, 6 milliards d'euros et 2 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur nominale est supérieure à 750 millions d'euros ou équivalents euros au 31 décembre 2009 :

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Échéance	Valeur nominale <i>(en millions)</i>	Devise	Taux <i>(en %)</i>
Euro MTN	EDF	07/2000	10/2010	1 000	EUR	5,8
Obligataire	Edison	02/2007	12/2011	900	EUR	Euribor 1M
Euro MTN	EnBW	02/2002	02/2012	1 000	EUR	5,9
Obligataire	TDE	09/2005	09/2012	1 200	EUR	Euribor 3M
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	06/2008	05/2015	1 250	EUR	4,9
Euro MTN	EnBW	07/2009	07/2015	750	EUR	4,1
Obligataire	RTE	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	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

Les entités disposant de crédits syndiqués au 31 décembre 2009 sont EDF, EnBW, Edison et RTE EDF Transport :

- le crédit syndiqué d'EDF d'un montant de 6 milliards d'euros, échéance mars 2012, inclut une tranche « swingline » de 2 milliards d'euros tirable en valeur jour. Ce crédit syndiqué n'est pas subordonné au respect de ratios comptables ou d'un niveau de notation financière déterminé. Au 31 décembre 2009, il n'a pas fait l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué d'EnBW, échéance mai 2012, est composé de deux tranches : une tranche A de 1 milliard d'euros d'une durée d'un an avec option de renouvellement et faculté de tirage à l'initiative de l'émetteur à l'échéance et une tranche B composée de 58 millions d'euros échéance octobre 2010 et de 1 442 millions d'euros échéance mai 2012. Au 31 décembre 2009, il n'a pas fait l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué d'Edison d'un montant de 1,5 milliard d'euros, échéance avril 2013, a fait l'objet d'un tirage de 150 millions d'euros en décembre 2008 pour une durée d'un mois ;

- le crédit syndiqué de RTE EDF Transport d'un montant de 1 milliard d'euros, échéance mai 2013, comporte une ligne « swingline » de 300 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, il n'a pas fait l'objet de tirage.

Par ailleurs, le crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling contracté le 2 octobre 2008 en vue de financer le rachat de British Energy a été intégralement remboursé au cours de l'année 2009, notamment par l'utilisation du produit des différentes émissions obligataires d'EDF en 2009. Ce crédit est clôturé depuis septembre 2009.

De plus, dans le cadre de la gestion globale de sa liquidité, EDF a réalisé le 26 janvier 2010 une émission obligataire d'un montant de 2 250 millions de dollars sur deux échéances, 10 ans et 30 ans. EDF a également renforcé ses lignes de crédits bancaires en janvier 2010.

9.9.1.2 NOTATION FINANCIÈRE

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notations financières Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2009 :

Sociétés	Agences	Notation long terme	Notation court terme
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable ⁽¹⁾	A-1
	Moody's	Aa3 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable	F1
RTE-EDF Transport	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable ⁽²⁾	A-1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's	A sous surveillance ⁽³⁾	A-1
	Moody's	A3 sous surveillance ⁽³⁾	P-2
	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective stable	F2
Edison SpA	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective négative ⁽⁴⁾	A-2
	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective négative ⁽⁴⁾	n.a.
	Fitch Ratings	BBB+ assortie d'une perspective négative ⁽⁴⁾	F2
EnBW	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective négative ⁽⁵⁾	A-2
	Moody's	A2 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch Ratings ⁽⁶⁾	A assortie d'une perspective stable	F1

n.a. = non applicable.

(1) Passage d'une perspective négative à stable le 30 juin 2009, suite à une révision méthodologique de la notation des sociétés ayant un lien avec l'État.

(2) Passage de AA assortie d'une perspective stable IA-1+ à A+ assortie d'une perspective stable IA-1 le 10 novembre 2009, suite à l'impact de la nouvelle grille des tarifs d'acheminement sur la situation financière de RTE EDF Transport.

(3) Sous surveillance (depuis le 2 octobre 2009 pour S&P et depuis le 6 octobre 2009 pour Moody's), suite à l'annonce de l'étude d'une éventuelle cession des réseaux de distribution d'EDF Energy au Royaume-Uni.

(4) Passage d'une perspective stable à négative (le 7 juillet 2009 pour Moody's, le 29 septembre 2009 pour S&P et le 18 décembre 2009 pour Fitch Ratings), suite à l'annonce de l'acquisition du champ gazier d'Aboukir et à la mise en place du nouveau terminal gazier Rovigo.

(5) Passage d'une perspective stable à négative le 18 décembre 2009, en raison de l'incertitude autour du programme de croissance externe d'EnBW.

(6) Noté par Fitch Ratings depuis mai 2009.

9.9.1.3 GESTION DU RISQUE DE CHANGE

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

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

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

les ratios de couverture varient entre 45 % et 95 % selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité.

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

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2009 par devise et après couverture au regard des normes IFRS, se décompose de la façon suivante : 50 % en euros, 35 % en livres sterling, 9 % en dollars US et le solde, s'élevant à 6 %, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais.

Structure de la dette brute au 31 décembre 2009, en devise avant et après couverture

31 décembre 2009 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de dette
EUR	37 232	(10 356)	26 876	50 %
USD	5 081	(32)	5 049	9 %
GBP	7 386	11 463	18 849	35 %
Autres devises	4 169	(1 075)	3 094	6 %
TOTAL DES EMPRUNTS	53 868		53 868	100 %

(1) Couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar US/GBP qualifiée de couverture économique.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2009. La sensibilité au risque de change reste globalement stable par rapport à 2008.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2009 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change	Dont impact sur les capitaux propres
EUR	26 876	-	26 876	-
USD	5 049	505	5 554	135
GBP	18 849	1 885	20 734	381
Autres devises	3 094	309	3 403	161
TOTAL	53 868	2 699	56 567	677

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

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2009.

Position des actifs nets

31 décembre 2009 (en millions de devises)	Actif	Emprunts obligataires	Dérivés	Position nette après gestion (Actif)
USD	6 369	1 750	4 305	314
CHF (Suisse)	2 275	2 150	-	125
HUF (Hongrie)	90 258	-	65 374	24 884
PLN (Pologne)	2 373	-	1 079	1 295
GBP (Royaume-Uni)	13 876	3 049	7 144	3 683
BRL (Brésil)	654	-	-	654
SKK (Slovaquie)	-	-	-	-
CNY (Chine)	700	-	-	700

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

Le tableau ci-dessous présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2009.

Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les situations nettes sont converties aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

À fin décembre 2009, les situations nettes en USD et GBP sont en hausse par rapport à fin 2008 en raison des acquisitions de British Energy et de 49,99 % de Constellation Energy Nuclear Group.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

(en millions d'euros)	31 / 12 / 2009			31 / 12 / 2008		
	Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	314	219	22	503	361	36
CHF (Suisse)	125	84	8	57	38	4
HUF (Hongrie)	24 884	92	9	25 304	95	10
PLN (Pologne)	1 295	315	32	353	85	9
GBP (Grande-Bretagne)	3 683	4 147	415	870	913	91
BRL (Brésil)	654	260	26	518	160	16
SKK (Slovaquie)	-	-	-	8 191	272	27
CNY (Chine)	700	71	7	627	66	7

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 9.9.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises est non significatif pour le Groupe au 31 décembre 2009.

9.9.1.4 GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

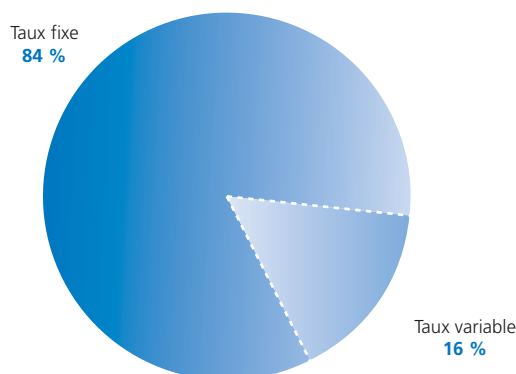
L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs

financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

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

Dans ce cadre, EDF adapte de façon dynamique, la répartition de son exposition entre taux fixe et taux variable en fonction des anticipations de taux d'intérêt du marché. Dans le cadre de cette répartition, elle peut être amenée à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2009, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 84 % à taux fixe et 16 % à taux variable.



Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 87 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2009 après couverture au regard des normes IFRS.

Le coupon moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,4 % en 2009.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2009. L'impact de variation des taux d'intérêts reste stable par rapport à 2008.

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

31 décembre 2009 <i>(en millions d'euros)</i>	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	44 569	613	45 182	-
À taux variable	9 299	(613)	8 686	87
TOTAL DES EMPRUNTS	53 868		53 868	

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

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat). Les TCN et obligations à taux fixe sont essentiellement investis dans le cadre des actifs dédiés ; un calcul de sensibilité est détaillé dans le paragraphe 9.9.1.6.

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2009 <i>(en millions d'euros)</i>	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	212	2	210

9.9.1.5 GESTION DU RISQUE ACTIONS

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

- **couverture des engagements nucléaires d'EDF**

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 9.9.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

- **couverture des engagements sociaux d'EDF, d'EDF Energy et British Energy**

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs

et une évolution négative des actions pourrait contraindre EDF à amortir les pertes actuarielles au-delà du corridor en résultat. Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 35,8 % en actions fin 2009, soit un montant actions de 2 207 millions d'euros.

Au 31 décembre 2009, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 42 % en actions, ce qui représente un montant actions de 1 055 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2009, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 42 % en actions, soit un montant de 1 187 millions de livres sterling.

• **fonds CENG**

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

• **fonds réservés d'EnBW**

EnBW est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds réservés destinés à couvrir ses engagements nucléaires et engagements sociaux.

• **gestion de trésorerie long terme d'EDF**

Au 31 décembre 2009, les placements corrélés actions de la gestion de trésorerie long terme d'EDF représentent un montant de 219 millions d'euros (soit 1,9 % du total des liquidités) et leur volatilité est estimée à 10,0 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans ou sur le plus long historique disponible). En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs corrélés actions de la gestion de trésorerie long terme à la même date, EDF estime la volatilité annuelle de cette part corrélée action à 22 millions d'euros.

• **titres de participation directe**

Au 31 décembre 2009, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 423 millions d'euros. La volatilité est estimée à 78,8 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 31 décembre 2009, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 299 millions d'euros. La volatilité est estimée à 59,0 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

**9.9.1.6 GESTION DU RISQUE FINANCIER
SUR LE PORTEFEUILLE D'ACTIFS DÉDIÉS D'EDF**

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

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

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

Un **Comité d'Expertise Financière des Engagements Nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement Actif-Passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif-passif, la recherche économique et financière, la gestion d'actifs.

Les **dotations au portefeuille d'actifs dédiés** réalisées au titre de l'exercice 2009 s'élèvent à 1 902 millions d'euros (voir note 27.3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009). Compte tenu des conditions de marché, les dotations ont été suspendues de septembre 2008 à juin 2009. Elles ont progressivement repris au cours du 2^e semestre 2009. Ces dotations seront ajustées pour respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille à échéance de juin 2011.

Les **décaissements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2009 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 302 millions d'euros, contre 266 millions d'euros en 2008.

Les principes de gouvernance définissent la structure et le processus de décision et de contrôle pour la gestion des actifs dédiés. Les principes en vigueur pour la structuration du portefeuille d'actifs, la sélection des gestionnaires financiers, la structuration juridique, comptable et fiscale des fonds y sont également précisés.

L'**allocation stratégique** est déterminée à partir d'une étude actif-passif dont l'objectif est de définir le portefeuille modèle le plus adapté à la problématique de financement des charges du parc nucléaire. Un indice de référence est également fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille global. L'allocation stratégique est revue régulièrement en principe tous les trois ans sauf circonstances particulières. Elle est actuellement la suivante : 50 % des actifs en actions internationales et 50 % des actifs en obligations. L'allocation tactique peut toutefois conduire à une exposition différente. Cette flexibilité a été utilisée pour absorber le choc de la crise financière. La part actions a ainsi été réduite depuis le début 2007 jusqu'à mi 2009 puis a été renforcée à partir du 2^e semestre 2009 pour s'établir à 43 % en fin d'année.

Le portefeuille comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux » qui sont eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. Un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à préparer et alimenter les décaissements issus des reprises de provisions relatives aux centrales en cours de déconstruction.

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

- le pilotage de l'exposition entre les deux classes « actions » et « obligations » ;
- le choix de l'exposition par zone géographique ;
- l'investissement marginal sur différents supports alternatifs à ceux retenus dans le cadre de l'allocation stratégique ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
 - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
 - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
 - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise.

La politique de répartition élaborée par le Comité de gestion opérationnelle ⁽¹⁾ repose sur l'analyse des perspectives macroéconomiques de chacun des marchés, chacune des zones géographiques ainsi que sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés.

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

COMPOSITION ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Fin décembre 2009, la valeur boursière du portefeuille s'élevé à 11 441 millions d'euros, contre 8 655 millions d'euros à fin décembre 2008.

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

Catégories	31/12/2009		31/12/2008	
	Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF	Valeur boursière	Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF	Valeur boursière
<i>(en millions d'euros)</i>				
1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE...	3 038	3 375	3 018	3 261
2° Obligations, BMTN... émis par le secteur privé	604	642	1 011	1 025
3° Actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège social sur le territoire de l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE et négociés sur un marché reconnu...	117	142	75	75
4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°...	6 599	6 708	4 044	4 072
5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3°...	447	569	160	222
6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées	Néant	Néant	Néant	Néant
7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES	0,025	0,029	0,039	0,039
Débiteurs et créateurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, couvertures de change, etc.)	5	5	-	-
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS	10 810 ⁽¹⁾	11 441 ⁽¹⁾	8 308	8 655

(1). La valeur boursière du portefeuille intègre les opérations de couverture de change, en addition à la valeur de réalisation présentée dans la note 27.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

COMPOSITION ANALYTIQUE PAR SOUS-PORTEFEUILLE ET PERFORMANCE EN 2009

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008 est la suivante :

	31/12/2009	31/12/2008
Placements en actions	43,2 %	33,5 %
Placements obligataires	56,8 %	66,5 %

Le tableau ci-dessous présente la performance par sous-portefeuille au 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008 :

	31/12/2009 Valeur boursière	Performance de l'exercice 2009		31/12/2008 Valeur boursière	Performance de l'exercice 2008	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence
<i>(en millions d'euros)</i>						
S/portefeuille Actions	4 939	+ 28,06 %	+ 25,94 %	2 896	- 38,90 %	- 37,64 %
S/portefeuille Taux	6 501	+ 5,40 %	+ 4,35 %	5 759	+ 5,88 %	+ 9,35 %
S/portefeuille Trésorerie	1	+ 0,83 %	+ 0,73 %	-	+ 4,18%	+ 4,00 %
TOTAL PORTEFEUILLE DÉDIÉ	11 441	+ 13,07 %	+ 15,10 %	8 655	- 14,91 %	- 16,70 %

(1). Indice de référence : MSCI World pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, 50 % MSCI World + 50 % Citigroup EGBI pour le portefeuille global.

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF a bénéficié de la reprise des marchés d'actions internationaux et de la bonne tenue relative des différents marchés de taux euro et de crédit. Les choix d'allocation et la sélection des titres et des fonds ont permis aux deux sous-portefeuilles de sur-performer leur indice de référence. La crise financière qui s'est prolongée en 2009 a conduit à maintenir par prudence une sous-exposition du portefeuille au risque actions, ce qui s'est traduit par une légère sous-performance globale par rapport à l'indice composite de référence. Dans ce contexte, le portefeuille des actifs dédiés enregistre, dans le poste des capitaux propres consolidés, une variation brute de 1 111 millions d'euros, soit 728 millions d'euros après impôts.

La composition du portefeuille réparti entre les Fonds réservés et les autres instruments financiers est également mentionnée à la note 27.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

Les règles relatives à l'évaluation des actifs dédiés et les critères généraux de dépréciation sont exposés dans l'annexe aux comptes (notes 3.16.2.2 et 27.3.2.1). Par ailleurs, au cours de l'année 2009, le groupe a enregistré une charge de 97 millions d'euros au titre de moins-values de cession et de pertes de valeur.

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

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » à fin décembre 2009 du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élève à 4 939 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2009 à 20,2 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 31,8 % à fin 2008. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 998 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2009, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (6 501 millions d'euros) s'établissait à 4,29, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 279 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. Cette sensibilité du sous-portefeuille « taux » était également de 4,29 à fin 2008.

9.9.1.7 GESTION DU RISQUE DE CONTREPARTIE/CRÉDIT

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

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

Ces procédures de suivi ont montré leur robustesse durant la crise financière, au cours de laquelle le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin septembre 2009. Les principales contreparties pour les activités du Groupe restent à 88 % de classe « investment grade ». Cette valeur est stable par rapport à celle issue de la consolidation de décembre 2008.

Au 30/09/2009	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Non noté	Total
Répartition	7 %	27 %	50 %	4 %	1 %	0 %	0 %	11 %	100 %

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

Au 30/09/2009	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	IPP	Achats et trading d'énergie	Total
Répartition	5 %	43 %	7 %	37 %	2 %	6 %	100 %

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

En ce qui concerne tout particulièrement les contreparties qui traitent avec la Salle des marchés financiers d'EDF, un cadre de travail élaboré par

le Contrôle des Risques financiers spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées (limites qui doivent correspondre à des besoins). La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté dans la section 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009 (« Clients et comptes rattachés »).



9.9.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

9.9.2.1 CADRE DE LA GESTION ET DU CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

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

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

Cette politique vise à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Concernant Edison, EnBW et CENG, sociétés non contrôlées opérationnellement, la politique de risques relative aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

9.9.2.2 ORGANISATION DU CONTRÔLE

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

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, formalisée par des mandats de gestion de risques fixant notamment des limites de risques. Ces mandats permettent au TOP 4 de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans) ; et,
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la Direction du Groupe.

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

9.9.2.3 PRINCIPES OPÉRATIONNELS DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient

sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 38 des comptes consolidés. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes, etc.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les sociétés de *trading*. Les principes de gestion des risques marchés énergies du Groupe décrits ci-dessus ne sont pas remis en cause par l'acquisition de British Energy dont le portefeuille a été intégré au sein d'EDF Energy. Cette intégration garantit l'exhaustivité de la mesure des risques pendant que les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies du Groupe continuent d'être déployés sur le nouveau périmètre d'EDF Energy.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par l'entité chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*value at risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés. EDF Trading évalue cette VaR par une méthode dite de Monte Carlo qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marchés observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite *stop-loss*, quant à elle, précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant le niveau maximal de pertes sur 3 mois roulants. En cas de dépassement de cette limite, le conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures circonstanciées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

Au second semestre 2009, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 48 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 70 millions d'euros. Ces limites ont été augmentées par rapport au premier semestre 2009 suite à l'intégration d'EDF Trading North America au dispositif de contrôle d'EDF Trading. Sur cette même période, la VaR a évolué entre 8,6 et 22,1 millions d'euros avec une moyenne de 14 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs sur les exercices 2009 et 2008 :

(en millions d'euros)	2 nd semestre 2009	1 ^{er} semestre 2009	2008
Limite VaR (97,5 % un jour)	48	38	32
Limite <i>stop-loss</i>	70	55	45
VaR minimum	8,6	7,6	6,5
VaR moyenne	14,0	13,4	14,8
VaR maximum	22,1	25,1	30,5

Malgré la très forte volatilité sur les marchés, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées en 2009 et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Les *stop-loss* depuis leur instauration, n'ont par ailleurs jamais été activés.

L'exposition au risque d'EnBW ⁽¹⁾ s'appuie sur des analyses de sensibilité aux évolutions de prix de marché par commodité. Le tableau ci-dessous précise les sensibilités du compte de résultat et des capitaux propres en ce qui concerne les instruments dérivés enregistrés au bilan au 31 décembre 2009 :

(en millions d'euros)	2009		2008	
Électricité				
Variation de prix	+ 25 %	- 25 %	+ 25 %	- 25 %
Impact sur le résultat	- 130,4	+ 130,4	- 73,3	73,3
Impact sur les capitaux propres	+ 192,2	- 192,2	- 10,8	10,8
Charbon				
Variation de prix	+ 30 %	- 30 %	+ 45 %	- 45 %
Impact sur le résultat	+ 16	- 16	36,8	- 36,8
Impact sur les capitaux propres	+ 295,4	- 295,4	252,9	- 252,9
Pétrole				
Variation de prix	+ 40 %	- 40 %	+ 40 %	- 40 %
Impact sur le résultat	+ 9,2	- 9,2	16,6	- 16,6
Gaz naturel				
Variation de prix	+ 30 %	- 30 %	+ 30 %	- 30 %
Impact sur le résultat	+ 16,9	- 16,9	6	- 6
Certificats d'émission				
Variation de prix	+ 50 %	- 50 %	+ 40 %	- 40 %
Impact sur le résultat	+ 44,8	- 44,8	37,3	- 37,3

Concernant Edison ⁽²⁾, le modèle de gouvernance organisationnel prévoit la séparation entre les activités de contrôle et de gestion du risque et les activités opérationnelles sur les marchés. D'un point de vue opérationnel, Edison calcule son exposition nette ⁽³⁾ sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) à l'exclusion de ceux relatifs à l'activité de *trading* pour compte propre (portefeuille de *trading*).

Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (PaR) ⁽⁴⁾ est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Par ailleurs, pour répondre aux obligations liées à IFRS 7, Edison mesure le risque de diminution maximum potentielle de la juste valeur des contrats financiers couvrant les risques de son portefeuille industriel, avec un PaR, calculé avec un intervalle de confiance fixé à 97,5 %. Ce risque est évalué à 87,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 au titre de l'année 2010, contre 197,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 au titre de l'année 2009. L'évolution de ce risque est liée à la diminution du nombre de couvertures financières, et dans une moindre mesure à un changement du profil à couvrir (concentration sur des maturités plus proches, moins volatiles qu'en 2008).

Pour l'activité de *trading*, qui s'appuie sur un portefeuille distinct du portefeuille industriel, Edison a défini pour 2009 une limite de VaR à 95 % de 2,6 millions d'euros, ainsi qu'une limite *stop-loss* de 26,6 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, le niveau de VaR était égal à 20 % de la limite pour une moyenne de 29 % sur l'année. À l'instar de son portefeuille industriel, Edison a alloué un capital économique ⁽⁵⁾ pour le portefeuille de *trading*. Cette allocation tient compte du capital de risques lié aux VaR du portefeuille et du capital de risques estimé à travers des stress-tests relatifs à d'éventuelles positions structurées et non liquides. En 2009, la limite de capital économique de l'activité de *trading* a été fixée à 40,9 millions d'euros et le niveau d'utilisation de cette limite s'est élevé à 20 % au 31 décembre 2009 avec une moyenne de 36 % sur l'année en cours.

Pour les sociétés SPE et CENG, les convergences concernant la gestion des risques seront étudiées au cours de l'année 2010.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir note 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

9.9.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances étendus progressivement à ses filiales contrôlées y compris ses filiales régulées de réseaux disposant d'une autonomie de gestion (RTE EDF Transport et ERDF). Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures spécifiques à chacun.

Les principaux programmes d'assurances sont les suivants :

- dommages aux biens conventionnels Groupe : EDF est membre d'OIL ⁽⁶⁾. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par Wagram Insurance Company Ltd ⁽⁷⁾, des assureurs et des réassureurs ;
- dommages aux réseaux de distribution aériens d'ERDF et des Systèmes Énergétiques Insulaires : les études des modalités de mise en place de couvertures dommages des réseaux aériens de distribution d'ERDF et des Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF sont à l'étude ;

1 Source : Rapport annuel EnBW.

2 Source : Rapport annuel Edison.

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

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

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

6 Oil Insurance Limited Mutual Insurance Company.

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

- dommages aux installations nucléaires du groupe EDF : en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle « OIL », les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts depuis le 1^{er} avril 2006, par un programme d'assurance faisant appel au pool atomique français et à l'European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI), EnBW disposant d'une couverture comparable. Les dommages nucléaires des installations de British Energy sont couverts par le pool anglais NRI ⁽¹⁾ et EMANI ;
- responsabilité civile vis-à-vis des tiers, spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires : les polices d'assurances souscrites par EDF sont conformes à la loi française ;
- de même, EnBW et British Energy ont mis en place les dispositifs en matière de responsabilité civile nécessaires pour respecter les lois allemande et britannique respectivement ;
- responsabilité civile générale : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- responsabilité civile des mandataires sociaux : le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe.

Le montant total des primes de tous ces programmes s'élève à 96,3 millions d'euros en 2009, dont 61,1 millions d'euros pris en charge par EDF. (Voir chapitre 4.1.3 du Document de référence.)

9.10 Provisions

Les tableaux ci-dessous synthétisent la situation des provisions (courantes et non courantes) pour risques et charges au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008, ainsi que les éléments de sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires du groupe EDF :

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
Provisions pour gestion du combustible usé	11 147	8 806
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 426	6 732
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18 573	15 538
Provisions pour déconstruction des centrales	17 320	12 445
Provisions pour derniers cœurs	3 033	1 697
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 353	14 142
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	13 118	12 703
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 131	1 016
Provisions pour avantages du personnel	14 249	13 719
Autres provisions	4 817	4 738
TOTAL DES PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	57 992	48 137

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

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
EDF : Actifs dédiés	11 436	8 658
British Energy : Actifs à recevoir du NLF et du Gouvernement britannique	6 399	-
Autres	432	-
TOTAL DES ÉLÉMENTS DE SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME AU TITRE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES DU GROUPE	18 267	8 658

(Voir notes 27.3.2.1.2 et 35.3.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2009).

1 Nuclear Risk Insurers Limited.

9.11

Engagements hors bilan (engagements donnés)

Obligations contractuelles

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 31 décembre 2009 :

(en millions d'euros)	2009			
	Total	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans
Dettes à long terme ⁽¹⁾	53 868	9 927	15 667	28 274
Engagements de location-financement en tant que preneur ⁽²⁾	219	37	112	70
Sous-total obligations contractuelles inscrites au bilan	54 087	9 964	15 779	28 344
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 297	620	638	39
Engagements sur commandes d'exploitation ⁽³⁾	4 562	2 360	1 655	547
Engagements sur commandes d'immobilisations	10 406	5 223	4 868	315
Autres engagements liés à l'exploitation	3 859	1 204	2 160	495
Obligations contractuelles liées à l'exécution de contrat d'exploitation ⁽⁴⁾	20 124	9 407	9 321	1 396
Engagements d'achats fermes et irrévocables ⁽⁵⁾	51 578	9 071	17 502	25 005
Engagements de location simple en tant que preneur ⁽⁶⁾	2 461	534	1 382	545
Sûretés réelles d'actifs	2 767	207	1 101	1 459
Garanties sur emprunts	323	23	48	252
Autres engagements liés au financement	241	182	10	49
Obligations contractuelles liées au financement ⁽⁷⁾	3 331	412	1 159	1 760
Engagements d'acquisition de titres et d'actifs	4 405	1 976	2 490	39
Autres engagements liés aux investissements	233	170	47	16
Obligations contractuelles liées aux investissements ⁽⁸⁾	4 738	2 146	2 537	55
Sous-total obligations contractuelles hors bilan	82 232	21 570	31 901	28 761
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	136 319	31 534	47 680	57 105

(1) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 39.2.1.

(2) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 25.3.

(3) Hors matières premières et énergie.

(4) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 12.3.1.

(5) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 12.1.

(6) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 12.4.

(7) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 39.5.

(8) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 27.5.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas à la date d'arrêté des comptes, au 31 décembre 2009, d'engagements hors bilan significatifs autres que ceux décrits ci-dessus.

Les **engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation** s'établissent à 20 124 millions d'euros. 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.

Les engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation sont présentés dans la note 12.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009 du Groupe.

Les **engagements d'achats fermes et irrévocables** (électricité, gaz naturel, autres énergies et matières premières, combustibles nucléaires) s'élèvent à 51 578 millions d'euros fin 2009. 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 naturel, 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. Pour plus de précisions sur ces engagements, voir la note 12.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009 du Groupe.

Les **engagements de location simple en tant que preneur** s'élèvent à 2 461 millions d'euros (voir la note 12.4 de l'annexe aux comptes consolidés 2009 du Groupe).

Les **engagements donnés liés au financement** qui s'établissent à 3 331 millions d'euros comprennent les sûretés réelles d'actifs, les garanties sur emprunts et les autres engagements liés au financement.

Les engagements donnés liés au financement sont présentés en note 39.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009 du Groupe.

Les **engagements donnés liés aux investissements** comprennent les engagements d'acquisition de titres et les autres engagements donnés liés aux investissements à hauteur de 4 738 millions d'euros. Les engagements liés aux investissements sont présentés dans la note 27.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009 du Groupe.



Trésorerie et capitaux

10

Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.8 (« Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements ») du présent Document de Référence. En ce qui concerne les infor-

mations relatives à la structure de financement de l'émetteur, voir section 9.9.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité ») du présent Document de Référence.



11

Recherche et développement, brevets et licences

11.1 Chiffres clés	195
11.2 R & D, un actif pour le Groupe	195
11.3 Politique de propriété intellectuelle	197

La Direction Recherche et Développement (R&D) du groupe EDF a pour missions principales de contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles et d'identifier et préparer les relais de croissance à moyen et long termes.

Le contexte mondial et européen de l'énergie atteste du bien fondé de l'engagement renouvelé du groupe EDF sur le terrain de l'innovation et de la recherche :

- l'épuisement progressif des ressources fossiles (pétrole, gaz, etc.), la problématique de réduction des émissions de CO₂ et du réchauffement climatique, les questions environnementales et les questions relatives aux usages de l'eau ;

- le développement mondial de la recherche sur de nouveaux moyens durables de production d'électricité, de combustible de substitution mais aussi sur l'efficacité énergétique et la gestion de la demande ;
- le développement de nouvelles technologies de l'informatique et de la communication dans les systèmes techniques ;
- les changements induits par l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.

11.1

Chiffres clés

En 2009, le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF s'élève à 438 millions d'euros, dont près de 95 millions d'euros ont été consacrés à la protection de l'environnement. Les dépenses relatives à la protection de l'environnement portent notamment sur de la recherche sur l'efficacité énergétique des usages de l'énergie, et les énergies renouvelables, sur les impacts locaux du changement climatique et sur des études

portant sur d'autres problématiques environnementales (biodiversité, qualité de l'eau, réduction des nuisances, etc.), (voir également section 6.4.3.2.4 (« Poursuivre les actions de recherche et développement »)).

La Direction Recherche et Développement d'EDF compte à fin 2009 un peu plus de 2000 collaborateurs.

11.2

R & D, un actif pour le Groupe

Contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles

Près des trois quarts des activités R&D d'EDF sont consacrées annuellement à des projets commandités par les directions opérationnelles et les

filiales du Groupe et répondent donc directement à certains de leurs enjeux.

Ainsi, dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique à flamme, la R&D d'EDF, d'une part, développe les outils et méthodes pour améliorer les performances d'exploitation et optimiser la durée de fonctionnement des moyens de production du groupe EDF en toute sûreté, et d'autre part, anticipe les nouvelles exigences environnementales.



Dans les énergies renouvelables, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribue à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses au bénéfice du Groupe, notamment les énergies solaires et marines.

Pour les activités de commercialisation du Groupe, la R&D développe des solutions de maîtrise de la demande d'énergie et d'efficacité énergétique des usages pour les différents segments de marché et contribue à la préparation de nouvelles offres (intégration des énergies renouvelables, solutions « confort », etc.) essentiellement dans l'habitat résidentiel. En complément, elle propose des outils et méthodes pour accroître la connaissance client et améliorer la gestion commerciale.

Pour les activités de transport et de distribution, la R&D agit en support pour intégrer les nouvelles technologies au service de la performance des métiers et développer les solutions techniques visant à accroître la durée de vie des matériels et maximiser la capacité de transit des ouvrages.

Pour les activités d'optimisation amont-aval du Groupe, la R&D élabore et affine des outils et modèles de valorisation des actifs de production du Groupe afin de mieux connaître le fonctionnement et anticiper l'évolution des marchés (électricité, gaz, permis d'émissions, etc.).

Par ailleurs, le développement de la R&D au Royaume-Uni se réalise au travers de la création début janvier 2010 d'un centre de R&D au sein d'EDF Energy.

Éclairer l'avenir et préparer les relais de croissance

S'inscrivant dans la montée progressive des problématiques énergétiques mondiales (l'épuisement des ressources fossiles, l'effet de serre, le réchauffement climatique, les façons de décarboner des usages de l'électricité), l'engagement de la R&D dans la préparation de l'avenir et des relais de croissance pour le Groupe s'est poursuivi en 2009 dans la continuité de la démarche engagée depuis trois ans.

Ces activités de moyen et long termes définies pour la période 2007-2009 prennent la forme des douze « Défis R&D d'EDF » centrés autour de cinq thèmes porteurs des champs de recherche les plus importants en termes d'enjeux pour le groupe EDF et couvrant l'ensemble des métiers de l'entreprise.

Ces douze Défis ont mobilisé en 2009 plus de 500 chercheurs, de nombreux collaborateurs dans les directions opérationnelles du Groupe, ainsi que les partenaires français et étrangers d'EDF R&D.

Pour la période 2007-2009, les douze « Défis R&D d'EDF¹ » retenus sont :

« NOTRE PLANÈTE » :

- L'eau : anticiper les contraintes climatiques sur une ressource partagée ;
- Toujours mieux caractériser les impacts environnementaux de ses installations ;

« NOTRE OPTIMISATION » :

- Anticiper le nouveau paysage énergétique ;
- Optimiser la production d'EDF dans le marché : refonder les méthodes et outils ;
- Trouver de nouvelles flexibilités entre consommation, production et stockage ;

1 Ces défis seront actualisés au cours du deuxième semestre 2010.

« LES CLIENTS » :

- Maison et bâtiment : développer technologies et services pour l'efficacité énergétique ;
- Industrie : développer efficacité des usages et usages nouveaux de l'électricité ;

« LA PRODUCTION » :

- Permettre techniquement l'exploitation des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans ;
- Intégrer les nouvelles technologies pour une exploitation plus performante ;
- Innover dans les énergies renouvelables et le stockage ;

« LES RÉSEAUX » :

- Préparer la distribution de 2015 (intégration des NTIC pour l'exploitation et la conduite des réseaux, développements d'outils de simulation pour optimiser leur fonctionnement, innovations technologiques au service de la performance des réseaux, etc.) ;

« LA SIMULATION NUMÉRIQUE »

- Simuler pour décider.

EDF R&D est un acteur intégré dans la recherche française, européenne et mondiale

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, EDF R&D noue de nombreux partenariats en France, en Europe (particulièrement dans les pays où le Groupe est présent) et dans le monde. Ces partenariats ont pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial dans certaines disciplines situées au cœur des enjeux d'EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

Le développement et la structuration des partenariats d'EDF R&D se sont notamment traduits par la création au total de douze laboratoires communs avec des partenaires de recherche académiques, de centres techniques ou industriels.

L'un d'entre eux, l'*European Institute for Energy Research* (ElFER) résulte de l'engagement d'EDF en R&D dans le land du Bade-Wurtemberg réalisé sous la forme d'un laboratoire commun avec l'Université de Karlsruhe. La dynamique de création de partenariats, en voie de stabilisation en France, doit encore se poursuivre en Europe et aux États-Unis pour accompagner le développement international du groupe EDF. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance, pour tous les partenaires. C'est un atout pour participer à des projets coopératifs lancés dans le cadre de l'Agence Nationale de la Recherche, de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie en France, du septième Programme Cadre de la Commission européenne et des pôles de compétitivité français. La reconnaissance de ces laboratoires dans la communauté scientifique et technique passe aussi par leur évaluation externe assurée par l'Agence (française) d'Évaluation de la Recherche et de l'Enseignement Supérieur (AERES). Tel fût le cas en 2009, à titre d'exemple pour l'Institut de Recherche et Développement sur l'Énergie Photovoltaïque, laboratoire commun à EDF, au CNRS et à l'ENSCP.



Dans le domaine du nucléaire, EDF a notamment des liens privilégiés avec le CEA et AREVA, qui prennent la forme d'un accord tripartite. EDF R&D est par ailleurs le premier partenaire hors États-Unis d'Amérique de l'institut américain de recherche EPRI (Electric Power Research Institute) avec des programmes de recherche partagés, notamment sur le vieillissement des matériaux et sur les réseaux intelligents. Cette collaboration permet également au Groupe de coopérer avec la plupart des exploitants nucléaires dans le monde.

La démarche partenariale poursuivie par EDF R&D en 2009 s'est concrétisée notamment par :

- les adhésions du *Mitsubishi Heavy Industries* (MHI) et *Central Research Institute of Electric Power Industry* (CRIEPI) au consortium de recherche du *Materials Ageing Institute* (MAI) créé par EDF avec TEPCO et EPRI sur la durabilité des matériaux ;

- l'adhésion d'Edison au *European Centre and Laboratories for Energy Efficiency Research* (ECLER) créé par EDF avec l'École des Mines et l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne sur l'efficacité énergétique dans les bâtiments et l'industrie ;
- l'adhésion d'EDF au Programme *Smart Grid Demonstration Initiative* de l'EPRI (voir section 6.3.2.4.4 (« Activités de Recherche et Développement aux États-Unis »)) ;
- les signatures d'accords cadre ou de partenariat avec Imperial College (Royaume-Uni), avec Hydro Québec (Canada), avec le Massachusetts Institute of Technology (USA), (voir section 6.3.2. (« États-Unis d'Amérique »)) ; la création d'un centre de laboratoire sur le calcul haute performance, le *Modelling and Simulation Center* (Royaume-Uni) ;
- la présence d'EDF dans de nombreux projets collaboratifs en France et en Europe, participation notamment à plusieurs projets dans le cadre du Consortium de Recherche sur l'Énergie (*Energy Technologies Institute*, Royaume-Uni).

11.3

Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

Brevets

Fin 2009, le portefeuille d'EDF comprend 410 innovations brevetées et protégées par 1 200 titres de propriété en France et à l'étranger.

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de soixante pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaines Internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. En outre, le Groupe a déposé de nombreuses autres marques, en particulier, celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

1 À titre d'exemples, on peut citer :

- le projet CARRIOCAS du pôle de compétitivité SYSTEM@TIC, dont l'objectif est de concevoir et développer les éléments matériels et logiciels permettant de répondre, dans des conditions économiques compétitives, aux besoins industriels de simulation numérique interactive sur des supercalculateurs distants et via un réseau à débit record de 40 Gbit/s ;
- le projet « Active Distribution networks with full integration of Demand and distributed RESources (ADDRESS) » du 7^e PCRD européen dont l'objectif est de développer et valider des technologies et des architectures techniques et commerciales innovantes pour le développement et l'exploitation optimale des flexibilités dans l'équilibre offre-demande des systèmes électriques.



Informations sur les tendances

12

12.1 L'amélioration de la performance : programme « Excellence Opérationnelle »	198
12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2010	198

12.1

L'amélioration de la performance : programme « Excellence Opérationnelle »

Mis en œuvre depuis 2008, le programme « Excellence Opérationnelle » vise à améliorer de façon continue et pérenne la performance du Groupe dans toutes ses dimensions (métiers, financière, responsabilité sociale et environnementale) :

- le programme « Excellence Opérationnelle » ne vise pas seulement la maîtrise des charges d'exploitation, mais aussi à améliorer la marge brute (par exemple en améliorant la disponibilité des centrales de production et l'optimisation amont/aval) ;
- il vise à augmenter l'excédent brut d'exploitation en améliorant l'efficacité des processus opérationnels de production (par exemple les arrêts de tranche et les opérations de maintenance), de commercialisation (par exemple le traitement des demandes des clients), et de distribution (par exemple le traitement des demandes des fournisseurs d'électricité et les opérations de maintenance) ;

- il vise par ailleurs à accélérer les projets de coopération dans les domaines des achats, des systèmes d'information et de l'immobilier ainsi que les synergies entre les entités du Groupe.

Il a pour objectif pour la période 2008-2010 de réaliser un gain de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe de 2010 par rapport à celui de 2007. Ce gain devrait provenir pour deux tiers des activités en France et pour un tiers de l'international.

Les gains obtenus en 2008 sont de 285 millions d'euros auxquels s'ajoutent 395 millions d'euros en 2009. Ils sont conformes aux attentes du Groupe.

La quasi-totalité des entités et filiales du Groupe déploient leur programme. À fin 2009, plus de 800 projets de transformation de processus ont été engagés. L'avancement des projets est différencié en fonction de la complexité et de la profondeur des transformations à conduire dans les processus opérationnels.

12.2

Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2010

Les prix du jour pour le lendemain (*spot*) de l'électricité sur les deux premiers mois de l'année 2010 se sont négociés, en moyenne et en base, à 49,7 euros/MWh en France (-6,9 euros/MWh par rapport aux deux premiers mois de l'année 2009), 53,1 euros/MWh en Allemagne (+0,4 euro/MWh) et 42 euros/MWh en Angleterre (-15,8 euros/MWh). Des températures exceptionnellement froides ont entraîné une hausse de la consommation française d'électricité, particulièrement thermosensible, par rapport à la même période en 2009, alors que l'hiver 2009 avait déjà été froid. Toutefois, les prix français ont suivi la baisse des prix en Europe, en bénéficiant notamment d'importations d'Angleterre, de Belgique et d'Espagne.

Les prix à terme anglais ont chuté par rapport aux prix français et allemands qui sont restés relativement stables. Les prix des contrats annuels base se sont négociés en moyenne à 51,2 euros/MWh en France (+0,1 euro/MWh),

49,2 euros/MWh en Allemagne (-1 euro/MWh) et 44,5 euros/MWh en Angleterre (-7,3 euros/MWh). Ils ont clôturé le mois de février à respectivement 50, 47,5 et 42,1 euros/MWh.

La baisse des prix anglais fait suite à la baisse des prix du gaz (-21 % par rapport aux deux premiers mois de 2009 à 42,7 livres sterling/therm). En revanche, les prix du pétrole ont fortement progressé par rapport aux deux premiers mois de 2009 (+69 % à 75,9 dollars/bl), ainsi que, dans une moindre mesure, les prix du charbon (+15 % à 96,5 dollars/t) et du CO₂ (+14 % à 13,1 euros/t). L'impact de la hausse des commodités énergétiques sur les prix français et allemand a été compensé par la baisse du dollar par rapport à l'euro (-7 % par rapport aux deux premiers mois de 2009 à 0,715) et par une perception par les acteurs de marché d'un équilibre offre-demande détendu à moyen terme en France et en Allemagne.

Perspectives financières

13

Perspectives 2010

2010 s'ouvre dans un environnement économique marqué par une légère reprise économique en Europe, une inflation modérée et un renchérissement du dollar et de la livre sterling par rapport à l'euro ainsi que des politiques économiques caractérisées par une attention accrue à la maîtrise de la dépense publique et une anticipation de resserrement progressif des politiques monétaires.

Dans ce contexte, EDF s'attend à une stabilisation de la demande d'électricité dans les principaux pays où le Groupe opère et à un certain raffermissement des prix de l'électricité en France et en Allemagne notamment.

En France, après une année exceptionnellement difficile en 2009, les performances opérationnelles devraient se caractériser par un rebond de la production nucléaire et par l'inversion de tendance en matière de disponibilité nucléaire. L'activité devrait être plus stable à l'international.

Le Groupe se fixe en conséquence les objectifs financiers suivants pour 2010 :

- réaliser une hausse significative de son EBITDA¹. Cette progression s'appuie principalement sur un objectif de croissance organique (à périmètre et taux de change constants, hors impact IAS 39 et avec une fin du dispositif TaRTAM au 30 juin 2010) compris entre 3 % et 5 %, et comprend également la contribution en année pleine de CENG et SPE ;
- poursuivre le programme Excellence Opérationnelle avec un objectif confirmé de 1 milliard d'euros à fin 2010 ;
- une stabilité du dividende par rapport à 2009 ;

- dégager un important *cash flow* opérationnel pour financer ses investissements opérationnels. Ceux-ci devraient rester à un niveau élevé². Ils concernent essentiellement le domaine de la maintenance industrielle en France, ce qui conditionne dans la durée la performance du parc de production et des réseaux. Ces investissements contribuent également au développement de nouvelles capacités de production génératrices d'EBITDA et de *cash flow* :

- en France : poursuite des investissements dans l'EPR de Flamanville, et dans de nouvelles capacités de production de semi base et de pointe,
- à l'international et dans les autres activités : cycle combiné au Royaume-Uni, centrale charbon supercritique en Allemagne, nouveau nucléaire au Royaume-Uni, aux États-Unis et en Chine, nouvelles capacités éoliennes et solaires chez EDF Énergies Nouvelles, etc. ;

- assurer la stabilité financière du Groupe avec un ratio dette nette/EBITDA compris entre 2,5 et 3.

Ces objectifs sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiés en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique propres à l'année 2010. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 4 « Facteurs de risques » du présent Document de Référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation des objectifs suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 6.1 du présent Document de Référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs figurant au présent chapitre.

¹ Au périmètre du Groupe au 31 décembre 2009.

² Y compris les investissements au sein des sociétés nouvellement acquises.



14 Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

14

14.1 Conseil d'administration	200
14.1.1 <i>Composition du conseil d'administration</i>	200
14.1.2 <i>Renseignements personnels relatifs aux membres du conseil d'administration</i>	201
14.2 Direction Générale	207
14.2.1 <i>Cumul des fonctions de Président du conseil d'administration et de Directeur Général</i>	207
14.2.2 <i>Attributions du Président Directeur Général</i>	207
14.2.3 <i>Comité exécutif</i>	207
14.2.4 <i>Panel développement durable, Conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical</i>	210
14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration, de direction et de Direction Générale	211
14.3.1 <i>Absence de liens familiaux entre les membres des organes d'administration, de direction et de Direction Générale</i>	211
14.3.2 <i>Absence de condamnation pour fraude des membres du conseil d'administration</i>	211
14.3.3 <i>Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de la Direction Générale</i>	211

14.1

Conseil d'administration

14.1.1 Composition du conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi relative à la démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983 et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935, le conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres dont un tiers sont des représentants des salariés et deux tiers sont nommés par l'assemblée générale sur proposition du conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

Le mandat des membres du conseil d'administration est arrivé à échéance en 2009.

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, le conseil d'administration était composé de :

- six administrateurs nommés par l'assemblée générale des actionnaires d'EDF : Monsieur Pierre Gadonneix, Président Directeur Général, Messieurs Frank Dangeard, Daniel Foundoulis, Bruno Lafont, Claude Moreau et Henri Proglio ;
- six administrateurs représentant l'État, nommés par décret : Messieurs Pierre-Marie Abadie, André Aurengo, Bruno Bézard, Yannick d'Escatha, Philippe Josse et Pierre Sellal¹ ;
- six administrateurs élus par les salariés : Madame Marie-Catherine Daguerre,

¹ Pierre Sellal a été nommé par décret le 1^{er} avril 2009, en remplacement de Monsieur Gérard Errera.

Messieurs Jacky Chorin, Alexandre Grillat, Philippe Pesteil, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota.

Depuis le 23 novembre 2009, le Conseil est composé de :

- six administrateurs nommés par l'assemblée générale des actionnaires du 5 novembre 2009 : Monsieur Henri Proglio, Président Directeur Général, Madame Mireille Faugère, Messieurs Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani ;
- six administrateurs représentant l'État, nommés par décret en date du 18 novembre 2009 : Messieurs Pierre-Marie Abadie, Bruno Bézard, Yannick d'Escatha, Philippe Josse, Pierre Sellal et Philippe Van de Maele ;
- six administrateurs élus par les salariés le 19 mai 2009 : Madame Christine Chabauty, Messieurs Alexandre Grillat, Philippe Maissa, Philippe Pesteil, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota.

La durée du mandat des membres du conseil d'administration est de cinq ans. Conformément à la loi, ils restent en fonction jusqu'à la première réunion du conseil d'administration renouvelé. En conséquence, les mandats des administrateurs précédemment cités expireront fin novembre 2014. En cas de vacance du siège d'un membre du conseil d'administration pour quelque cause que ce soit, son remplaçant n'exerce son mandat que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil d'administration.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'Etat auprès d'EDF et le Secrétaire du Comité central d'entreprise (CCE) assistent également aux séances du conseil d'administration sans voix délibérative.



14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du conseil d'administration

COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION À LA DATE DE DÉPÔT DU PRÉSENT DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

À la date de dépôt du présent Document de Référence, les administrateurs de la Société sont les suivants :

Nom, prénom, date de naissance, mandat de fonction principale exercée dans la Société	Mandats en cours exercés en dehors de la Société		Mandats des cinq dernières années et expirés exercés en dehors de la Société	
	Sociétés / Organismes	Fonction	Sociétés / Organismes	Fonction
Henri PROGLIO Né le 29 juin 1949 Administrateur d'EDF depuis le 8 septembre 2004 Président Directeur Général depuis le 25 novembre 2009	Veolia Environnement	Président du conseil d'administration	Veolia Environnement Veolia Water	Président Directeur Général Président du conseil d'administration
	Veolia Transport	Président du conseil d'administration	Dalkia France	Membre et Président du conseil de surveillance
	Veolia Propreté	Président du conseil d'administration	Eolfi	Membre et Président du conseil de surveillance
	Transalpina di Energia	Président du conseil d'administration	Veolia Environmental Services UK	Membre du conseil d'administration
	EDF Energy Holdings	Président du conseil d'administration	Veolia Transport	Membre du conseil d'administration
	EDF Energy	Président du conseil d'administration	Australasia Veolia Transport	Membre du conseil d'administration
	Veolia Environnement North America Operations	Administrateur	Northern Europe Veolia Environmental	Membre du conseil d'administration
	Veolia Eau	Membre du conseil de surveillance	Services Australia Veolia Environmental	Membre du conseil d'administration
	Dalkia	Membre des conseils de surveillance A&B	Services North America Sarp Industries	Membre du conseil d'administration
	CNP Assurances	Administrateur	Dalkia International	Membre du conseil d'administration
	Dassault Aviation	Administrateur	Siram	Membre du conseil d'administration
	Natixis	Administrateur	Société des Eaux de Marseille	Membre du conseil d'administration
	Edison	Administrateur	Lagardère	Membre du conseil de surveillance
	Comité de l'énergie atomique	Membre	Veolia Eau Elior	Gérant Membre du conseil d'administration
			SARP Thales CNP Assurances	Administrateur Administrateur Membre du conseil de surveillance
			Veolia Environmental Services Asia VES Casino Guichard Perrachon Caisse nationale des Caisses d'Épargne	Administrateur Administrateur Censeur du conseil de surveillance



Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

**Nom, prénom,
date de naissance,
mandat de fonction principale
exercée dans la Société**

**Mandats en cours
exercés en dehors de la Société**

**Mandats des cinq dernières années
et expirés exercés en dehors de la Société**

	Mandats en cours exercés en dehors de la Société		Mandats des cinq dernières années et expirés exercés en dehors de la Société	
	Sociétés / Organismes	Fonction	Sociétés / Organismes	Fonction
Pierre-Marie ABADIE Né le 13 juillet 1969 Administrateur depuis le 29 août 2007	Direction Générale de l'énergie et de du climat au Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) AREVA NC	Directeur de l'Énergie Commissaire du Gouvernement Suppléant du Commissaire du Gouvernement	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)	Administrateur
Bruno BÉZARD Né le 19 mai 1963 Administrateur depuis le 1 ^{er} août 2002	Agence des participations de l'État (APE) au Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi AREVA Grand Port Maritime de Marseille La Poste Air France-KLM Fonds Stratégique d'Investissement France Télécom SNCF	Directeur Général Membre du conseil de surveillance Membre du conseil de surveillance Administrateur Administrateur Administrateur Administrateur Administrateur	Dexia Thales	Administrateur Administrateur
Christine CHABAUTY Né le 19 juillet 1971 Administratrice depuis le 23 novembre 2009		Conseiller prud'homal		
Philippe CROUZET Né le 18 octobre 1956 Administrateur depuis le 23 novembre 2009	Vallourec	Président du Directoire	Vallourec	Administrateur
Yannick d'ESCATHA Né le 18 mars 1948 Administrateur depuis le 20 novembre 2004	Centre national d'études spatiales (CNES) Université de technologie de Troyes Académie des technologies Arianespace SA Arianespace Participation Thales	Président Président du conseil d'administration Membre Représentant permanent du CNES Représentant permanent du CNES Administrateur	RATP École Polytechnique	Administrateur Président du conseil d'administration

Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale



**Nom, prénom,
date de naissance,
mandat de fonction principale
exercée dans la Société**

**Mandats en cours
exercés en dehors de la Société**

**Mandats des cinq dernières années
et expirés exercés en dehors de la Société**

	Sociétés / Organismes	Fonction	Sociétés / Organismes	Fonction
Mireille FAUGÈRE Né le 12 août 1956 Administratrice depuis le 23 novembre 2009	SNCF	Conseillère du Président	SNCF-Voyages SNCF Participations Voyages-SNCF.com SNCF-Voyages Développement	Directrice Générale Administratrice Présidente Présidente
Alexandre GRILLAT Né le 8 décembre 1971 Administrateur depuis le 14 septembre 2004				
Michael JAY Né le 19 juin 1946 Administrateur depuis le 23 novembre 2009	Parlement britannique (House of Lords)	Membre indépendant (crossbench) de la Chambre britannique des Lords (House of Lords) Président de la Commission des nominations (Chairman of the House of Lords Appointments Commission) Membre du sous-comité des Affaires étrangères, défense et développement du Comité Union européenne	Foreign and Commonwealth Office British Council St Antony's college Oxford	Secrétaire Général Trustee Membre associé
	Associated British Foods Crédit Agricole SA Valeo SA Candover Investments Merlin Magdalen College (université d'Oxford)	Administrateur Administrateur Administrateur Administrateur Président Membre honoraire		
Philippe JOSSE Né le 23 septembre 1960 Administrateur depuis le 12 avril 2006	Ministère du Budget, des Comptes Publics, de la Fonction Publique et de la Réforme de l'État Air France-KLM SNCF	Directeur du budget Administrateur Administrateur		
Bruno LAFONT Né le 8 juin 1956 Administrateur depuis le 20 mai 2008	Lafarge Conseil mondial des entreprises pour le développement durable (World Business Council for Sustainable Development) Mairie de Chongqin (Chine)	Président Directeur Général Co-Président de l'Initiative Ciment (Cement Sustainability Initiative) Conseiller du maire		
Philippe MAISSA Né le 21 novembre 1949 Administrateur depuis le 23 novembre 2009				



Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

Nom, prénom, date de naissance, mandat de fonction principale exercée dans la Société	Mandats en cours exercés en dehors de la Société		Mandats des cinq dernières années et expirés exercés en dehors de la Société		
	Sociétés / Organismes	Fonction	Sociétés / Organismes	Fonction	
Pierre MARIANI Né le 6 avril 1956 Administrateur depuis le 23 novembre 2009	Dexia	Administrateur délégué et Président du Comité de direction			
	Dexia Banque Belgique	Administrateur			
	Dexia Crédit Local	Administrateur			
	Dexia Banque Internationale	Administrateur			
<hr/>					
Philippe PESTEIL Né le 1 ^{er} septembre 1957 Administrateur depuis le 14 septembre 2004					
<hr/>					
Jean-Paul RIGNAC Né le 13 mai 1962 Administrateur depuis le 7 novembre 2007					
<hr/>					
Pierre SELLAL Né le 13 février 1952 Administrateur depuis le 1 ^{er} avril 2009	Ministère des affaires étrangères et européennes	Secrétaire général Ambassadeur de France	Union européenne	Représentant permanent de la France à Bruxelles	
	AREVA	Membre du conseil de surveillance			
	Comité de l'énergie atomique	Membre			
	Institut du monde arabe	Membre du Haut Conseil			
	École nationale d'administration	Membre du conseil d'administration			
	Audiovisuel extérieur de la France	Membre du conseil d'administration			
	CulturesFrance	Membre du conseil d'administration			
	Agence nationale des titres sécurisés	Membre du conseil d'administration			
	Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art	Membre du conseil d'administration			
	Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires	Membre du conseil d'administration			
	<hr/>				
	Philippe VAN DE MAELE Né le 29 décembre 1961 Administrateur depuis le 23 novembre 2009	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)	Président Directeur Général		
		CEMAGREF	Administrateur		
Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)		Administrateur			
<hr/>					
Maxime VILLOTA Né le 25 novembre 1959 Administrateur depuis le 13 décembre 2006					



Renseignements personnels concernant les administrateurs (à la date de dépôt du présent Document de Référence)

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES :

Henri Proglgio. Né le 29 juin 1949 à Antibes (France), Henri Proglgio est diplômé de l'école des Hautes Études Commerciales (HEC). Il rejoignit la Compagnie Générale des Eaux en 1972 et fut nommé Président Directeur Général de la Compagnie Générale d'Entreprises Automobiles (CGEA) en 1990. Il fut nommé Vice-Président de Vivendi Universal et Président Directeur Général de Vivendi Water en 1999 avant de devenir Président du Directoire de Veolia Environnement en 2000, puis Président Directeur Général de 2003 à novembre 2009. Henri Proglgio est Président des conseils d'administration de Veolia Environnement, Veolia Propreté, Veolia Transport. Il est administrateur de Veolia Environnement North America Operations. Il est membre du conseil de surveillance de Veolia Eau. Il est membre des conseils de surveillance A&B de Dalkia. Il est Président du conseil d'administration de Transalpina di Energia, d'EDF Energy et d'EDF Energy Holdings. Il est administrateur de CNP Assurances, Dassault Aviation, Natixis et Edison. Il est également membre du Comité de l'énergie atomique. Nommé administrateur en septembre 2004, Henri Proglgio est Président Directeur Général d'EDF depuis le 25 novembre 2009.

Philippe Crouzet. Né le 18 octobre 1956 à Neuilly-sur-Seine (France), Philippe Crouzet est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration (ENA). De 1981 à 1986, il fut auditeur puis maître des Requêtes au Conseil d'État. Il rejoignit le Groupe Saint-Gobain en 1986, en tant que Directeur du plan. Au sein de ce Groupe, il occupa successivement les fonctions de Directeur Général des Papeteries de Condat (1989-1992), de Délégué Général en Espagne et au Portugal (1992-1996), de Directeur de la Division bâtiment de la branche vitrage (1996), de Directeur de la Branche céramiques et plastiques (1996 à 2000), de Directeur Général Adjoint en charge des finances, des systèmes d'information et des achats (2000-2005), puis de Directeur Général Adjoint en charge du Pôle distribution bâtiment (2005 à 2009). Depuis le 1^{er} avril 2009, Philippe Crouzet est Président du Directoire de Vallourec. Il est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2009.

Mireille Faugère. Née le 12 août 1956 à Tulle (France), Mireille Faugère est diplômée de l'école des Hautes Études Commerciales (HEC). En 1979, elle débuta sa carrière à la SNCF où elle occupa différentes fonctions opérationnelles liées à l'exploitation ferroviaire puis des responsabilités au sein de la Direction des études. En 1989, elle se vit confier la responsabilité du développement du réseau TGV Méditerranée. En 1991, elle fut nommée Directrice de la gare Montparnasse à Paris. En 1993, Mireille Faugère fut nommée responsable du Département stratégies au sein de la Direction de l'économie, de la stratégie et de l'investissement. De 1996 à 2001, elle prit la responsabilité de l'action commerciale et marketing à la Direction Grandes lignes. De 2001 à 2003, elle fut Directrice Générale de SNCF Participations. De 2003 à 2008, elle fut membre du Comité exécutif de la SNCF et Directrice de la Branche voyageurs France Europe. En juillet 2008, elle fut nommée Directrice Générale de SNCF Voyages. Depuis janvier 2010, Mireille Faugère est conseillère du Président de la SNCF. Elle est administratrice d'EDF depuis le 23 novembre 2009.

Michael Jay. Né le 19 juin 1946 à Shawford (Royaume-Uni), Michael Jay est diplômé de l'université d'Oxford (Magdalen College) et de l'école des études orientales et africaines de l'université de Londres (SOAS). Après une carrière au Foreign Office (ministère britannique des affaires étrangères), il fut ambassadeur britannique à Paris de 1996 à 2001, Secrétaire général (*Permanent under-Secretary*) du Foreign Office et Directeur du service diplomatique de 2002 à 2006. Il fut le représentant du premier ministre britannique au sein du Groupe des 8 (G8) en 2005 et 2006. Depuis 2006, il est membre indépendant (*crossbench*) de la Chambre britannique des Lords (*House of Lords*). En 2008, il est nommé Président de la Commission des nominations de la Chambre des Lords (*Chairman of the House of Lords Appointments Commission*). Il est membre du sous-comité des Affaires étrangères, défense et développement du Comité Union européenne de la Chambre des Lords. Il est administrateur d'Associated British Foods depuis 2006, de Crédit Agricole SA et de Valeo SA depuis 2007 ainsi que de Candover Investments depuis 2008. Il est Président de Merlin. Michael Jay est également membre honoraire du Magdalen College de l'université d'Oxford depuis 2004. Il est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2009.

Bruno Lafont. Né le 8 juin 1956 à Boulogne-Billancourt (France), Bruno Lafont est diplômé de l'école des Hautes Études Commerciales (HEC) et de l'École Nationale d'Administration (ENA). Il commença sa carrière au sein du groupe Lafarge en 1983. En 1994, il devint Directeur Général Adjoint Finance du Groupe et rejoignit le Comité exécutif. En 1998, il devint Président de l'activité plâtre. En mai 2003, il fut nommé Directeur Général Délégué du Groupe, puis administrateur le 25 mai 2005. Nommé Directeur Général en janvier 2006, il devient Président Directeur Général de Lafarge en mai 2007. Il co-préside l'Initiative Ciment (Cement Sustainability Initiative) au sein du Conseil mondial des entreprises pour le développement durable (*World Business Council for Sustainable Development, WBCSD*). Il est également conseiller du maire de Chongqing (Chine). Il est administrateur d'EDF depuis mai 2008.

Pierre Mariani. Né le 6 avril 1956 à Rabat (Maroc), Pierre Mariani est diplômé de l'école des Hautes Études Commerciales (HEC), de l'École Nationale d'Administration (ENA) et licencié en droit. De 1982 à 1986, il fut Inspecteur des finances au service de l'Inspection Générale des finances au sein du ministère de l'économie et des finances. De 1986 à 1988, il fut responsable du secteur des transports à la Direction du budget au sein du ministère de l'économie et des finances puis de 1988 à 1992, chef du bureau de synthèse et de politique budgétaire de ce ministère. De 1992 à 1993, il fut sous-Directeur chargé du secteur travail, emploi, santé et sécurité sociale au ministère de l'économie et des finances. De 1993 à 1995, il fut Directeur de cabinet de Nicolas Sarkozy, alors Ministre du Budget, et porte-parole du Gouvernement, chargé de la communication. De 1995 à 1996, il fut Directeur Général de la Société française d'investissements immobiliers et de gestion (SEFIMEG). De 1996 à 1997, il fut Directeur Général et membre du Directoire de la Banque pour l'expansion industrielle (Banexi). Il fut Président de ce Directoire de 1997 à 1999. De 1999 à 2003, il fut Directeur du Pôle de la Banque de détail à l'international au sein du groupe BNP Paribas. De 2003 à 2008, il fut Directeur du Pôle services financiers et banque de détail à l'international. Début 2008, il fut nommé Directeur Général Adjoint, co-responsable des activités de Banque de détail, en charge du Pôle international retail services de BNP Paribas. Depuis octobre 2008, il est administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia. Il est membre des Conseils d'administration de Dexia Banque Belgique, Dexia Crédit Local et Dexia Banque Internationale à Luxembourg. Il est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2009.



Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ÉTAT :

Pierre-Marie Abadie. Né le 13 juillet 1969 à Brest (France), Pierre-Marie Abadie est ancien élève de l'École Polytechnique, diplômé de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et ingénieur en chef des Mines. Il commença sa carrière comme ingénieur qualité au centre de production des Automobiles Peugeot à Sochaux, puis à Prague comme ingénieur à la Direction de la maintenance de la compagnie CSA (Air France). Il exerça les fonctions de chef du service régional de l'environnement industriel, d'adjoint au Directeur de la Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE) de Lorraine, puis d'adjoint au chef du bureau « financement et compétitivité des entreprises » avant d'être nommé chef du bureau « financement du logement et des collectivités décentralisées » à la Direction du Trésor. Il fut ensuite conseiller pour les Affaires industrielles au cabinet du Ministre de la Défense de mai 2002 à mai 2007. De juillet 2007 à juillet 2008, il fut Directeur de la demande et des marchés énergétiques à la Direction Générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP). Depuis juillet 2008, il est Directeur de l'énergie à la Direction Générale de l'énergie et du climat (DGEC) au Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer. Il est également Commissaire du Gouvernement à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs et suppléant du Commissaire du Gouvernement chez AREVA NC. Il a été administrateur de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie en 2007 et 2008. Il est administrateur d'EDF depuis août 2007.

Bruno Bézard. Né le 19 mai 1963 à Chauny (France), Bruno Bézard est ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École Nationale d'Administration (ENA). Il est Inspecteur général des finances. Il exerça, notamment, des fonctions de sous-Directeur des assurances à la Direction du Trésor, de Directeur adjoint du cabinet de Christian Sautter au Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, de vice-Président du Club de Paris puis de conseiller pour les affaires économiques et financières au cabinet de Lionel Jospin à Matignon. De juillet 2002 à mars 2003, Bruno Bézard occupa le poste de Chef du service des participations et des financements à la Direction du Trésor au sein du Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie avant sa nomination à l'Agence des participations de l'État (APE) en qualité de Directeur Général adjoint puis de Directeur Général en février 2007. Il est membre des conseils de surveillance d'AREVA et du Grand Port Maritime de Marseille. Il est également administrateur d'Air France-KLM, France Télécom, La Poste, SNCF et du Fonds stratégique d'investissement. Il est administrateur d'EDF depuis août 2002.

Yannick d'Escatha. Né le 18 mars 1948 à Paris (France), Yannick d'Escatha est ancien élève de l'École Polytechnique et ingénieur du corps des Mines. Enseignant-chercheur à l'École Polytechnique, à l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et à l'École Nationale Supérieure des Techniques Avancées. Chercheur spécialiste de la mécanique des sols, de la mécanique des structures et de la mécanique de la rupture, il fut nommé en 1978 chef du bureau de contrôle de la construction nucléaire en charge du contrôle technique de l'État sur le programme électronucléaire français. En 1982, il fut détaché auprès de la société Technicatome, filiale du Commissariat à l'énergie atomique (CEA), spécialisée dans l'ingénierie nucléaire et notamment dans la propulsion nucléaire navale dont il devint le Directeur Général Adjoint en 1987. Il fut nommé Directeur des technologies avancées du CEA en 1990, puis administrateur général adjoint en 1992, et administrateur général en 1995. En 1999, il fut nommé Président de CEA Industrie. En 2000, il fut nommé Directeur Général Délégué d'EDF. En 2003, il est nommé Président du Centre National d'Études Spatiales (CNES). Il est, par ailleurs, membre de l'Académie des technologies, Président du conseil d'administration de l'université de technologie de Troyes. Il est représentant permanent du CNES au conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation et administrateur de Thales. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Philippe Josse. Né le 23 septembre 1960 à Saintes (France), Philippe Josse est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA). Il commença sa carrière au Sénat en tant qu'administrateur puis la poursuivit au ministère de l'économie et des finances, y exerçant notamment les fonctions de Directeur adjoint du cabinet du Ministre délégué au budget et à la réforme budgétaire, de Directeur du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la réforme de l'État, puis de Directeur adjoint du cabinet du Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. En mars 2006, il est nommé Directeur du budget au ministère du budget, des comptes publics, de la fonction publique et de la réforme de l'État. Il est administrateur d'Air France-KLM et de la SNCF. Il est administrateur d'EDF depuis avril 2006.

Pierre Sellal. Né le 13 février 1952 à Mulhouse (France), Pierre Sellal est ancien élève de la Faculté de Droit et de Sciences Economiques de Strasbourg et diplômé de l'École Nationale d'Administration (ENA). Il commença sa carrière comme Secrétaire des Affaires étrangères à la Direction des Nations-Unies de 1977 à 1980, puis devint conseiller technique au cabinet du Ministre du commerce extérieur (1980-1981). Conseiller à la Représentation permanente de la France auprès des Communautés européennes à Bruxelles de 1981 à 1984, il exerça ensuite les fonctions de chef de Service des relations internationales au ministère du redéploiement industriel et du commerce extérieur (Direction des hydrocarbures) jusqu'en 1985. À cette date, il fut nommé Secrétaire Général adjoint du Secrétariat général du comité interministériel (SGCI) en charge des questions de coopération économique européenne, fonction qu'il occupa jusqu'en 1990. Membre du groupe de travail chargé d'élaborer une vision prospective d'ensemble des conséquences de l'instauration du grand marché unique européen de 1988 à 1990, il devint ministre-conseiller à l'Ambassade de France à Rome en 1990, puis ministre-conseiller, représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles de 1992 à 1997. En 1997, il prit les fonctions de Directeur de la Coopération européenne au ministère des Affaires étrangères, avant d'être nommé Directeur de cabinet du Ministre des Affaires étrangères de 1997 à 2002. Ambassadeur, représentant permanent de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles de 2002 à 2009, il fut élevé à la dignité d'ambassadeur de France en novembre 2008. Pierre Sellal est Secrétaire Général du ministère des Affaires étrangères et européennes depuis le 14 avril 2009. Il est également membre du Conseil de surveillance d'AREVA et membre du Comité de l'énergie atomique. Il est administrateur d'EDF depuis avril 2009.

Philippe Van de Maele. Né le 29 décembre 1961 à Neuilly-sur-Seine (France), Philippe Van de Maele est ancien élève de l'École Polytechnique, ingénieur général des Ponts et Chaussées. Il fut responsable au sein de la Direction départementale de l'équipement de Haute-Garonne de 1987 à 1991 et de la Direction départementale de la Martinique de 1991 à 1994. Puis il entra au ministère de l'Outre-Mer en tant que conseiller technique de Dominique Perben pour les questions d'environnement, d'infrastructures et de logement. La réforme du financement des logements sociaux fut alors l'une de ses principales missions. Fort de cette expérience, il intégra en 1995 le cabinet d'Éric Raoult, Ministre de la Ville, où il contribua à la conception du « pacte de relance pour la ville » avec notamment la création des premières zones franches urbaines (ZFU). En 1998, il rejoignit la Banque inter-américaine de développement à Washington. En 2002, il devint Directeur adjoint du cabinet de Jean-Louis Borloo, Ministre délégué à la ville et à la rénovation urbaine. Il participa à la rédaction et à la mise en œuvre de la loi de programmation pour la ville et la rénovation urbaine et à la création de l'Agence nationale pour la rénovation urbaine (ANRU) dont il devint le premier Directeur Général. En avril 2008, il retrouva Jean-Louis Borloo, Ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire pour participer à l'élaboration et au suivi des lois de mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Philippe Van de Maele



est Président Directeur Général de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Il est administrateur de CEMAGREF et de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA). Il est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2009.

ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS :

Christine Chabauty. Née le 19 juillet 1971 à Maisons-Laffitte (Yvelines), Christine Chabauty est diplômée en droit. Elle acquit une expérience professionnelle dans les milieux juridiques et rejoignit, en 2000, la Direction Commerce d'EDF en qualité d'attachée commerciale sur le segment des clients Grands comptes. Depuis décembre 2008, elle exerce également un mandat de conseiller prud'homal. Parrainée par la CGT, élue en mai 2009, elle est administratrice d'EDF depuis le 23 novembre 2009.

Alexandre Grillat. Né le 8 décembre 1971 à Béthune (France), Alexandre Grillat est diplômé de l'École Supérieure d'Électricité et titulaire d'un diplôme d'études approfondies en génie électrique. Il débute sa carrière à EDF en 1996, en premier lieu à EDF Gaz de France Distribution, dans des fonctions de management technique, clientèle et commercial, puis à la Direction de la stratégie du groupe EDF. Il est aujourd'hui attaché au Directeur Général Délégué d'Électricité de Strasbourg. Parrainé par la CFE-CGC, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Philippe Maissa. Né le 21 novembre 1949 à Nice (France), Philippe Maissa est diplômé de l'École Nationale Supérieure des Industries Chimiques de Nancy. Après avoir occupé des postes dans l'industrie chimique, puis au Centre d'études et recherches de Charbonnages de France, il entre à EDF en

1994. Il est actuellement ingénieur dans le domaine de la combustion et des chaudières au Centre d'ingénierie thermique d'EDF. Parrainé par la CGT, élu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2009.

Philippe Pesteil. Né le 1^{er} septembre 1957 à Saint-Merd-de-Lapleau (France), Philippe Pesteil est ingénieur diplômé de l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Lyon. Il rejoint EDF en 1982 pour y exercer différentes fonctions dans le domaine de l'ingénierie. Il est actuellement auditeur interne au sein de la Division production et ingénierie hydraulique d'EDF, à Grenoble. Parrainé par la CFDT, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

Jean-Paul Rignac. Né le 13 mai 1962 à Rodez (France), Jean-Paul Rignac est titulaire d'un doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie. Il occupa la fonction de secrétaire du Comité mixte à la production d'EDF Recherche et Développement durant cinq années. Depuis mars 1991, il est ingénieur-chercheur à la Direction recherche et développement d'EDF (Centre des Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine des bâtiments industriels. Parrainé par la CGT, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis novembre 2007.

Maxime Villota. Né le 25 novembre 1959 à Jœuf (France), Maxime Villota entre en 1981 à EDF. Il débuta sa carrière à la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre le centre nucléaire de production d'électricité de Tricastin en 1987. Il est coordinateur politique achats au sein de cette centrale. Il exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Énergie. Parrainé par la CGT, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis décembre 2006.

14.2

Direction Générale

14.2.1 Cumul des fonctions de Président du conseil d'administration et de Directeur Général

La direction de la Société est assurée, sous sa responsabilité, par le Président du conseil d'administration, qui assume la fonction de Directeur Général. Il est nommé par décret sur proposition du conseil d'administration.

Monsieur Henri Proglia a été nommé Président Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009, sur proposition du conseil d'administration au Président de la République, succédant à Monsieur Pierre Gadonneix, dont le mandat a pris fin le 23 novembre 2009.

14.2.2 Attributions du Président Directeur Général

Le Président Directeur Général organise et dirige les travaux du conseil d'administration, dont il rend compte à l'assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public et des pouvoirs que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs qu'elle réserve de façon spéciale au conseil d'administration, et dans la limite de l'objet social, le Président Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société.

Sur proposition du Président Directeur Général, le conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le Président Directeur Général, avec le titre de Directeur Général Délégué. Le nombre maximum de Directeurs Généraux Délégués est fixé à cinq. Le conseil d'administration détermine la durée du mandat et les éventuelles limitations de pouvoirs.

Les mandats de Messieurs Daniel Camus, Dominique Lagarde et Jean-Louis Mathias en qualité de Directeurs Généraux Délégués, ont pris fin le 25 novembre 2009.

14.2.3 Comité exécutif

Le Comité exécutif (« Comex »), est l'instance d'échange stratégique et de concertation sur tous les sujets transverses du Groupe, d'examen de projets de décisions majeures et de suivi des objectifs et des résultats opérationnels.



Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GÉNÉRALE

En 2009, la composition du Comex était la suivante :

Noms	Fonction	Date de 1 ^{ère} nomination au Comex
Pierre Gadonneix*	Président Directeur Général	30 novembre 2004
Daniel Camus	Directeur Général Délégué Finances	30 novembre 2004
Jean-Pierre Benqué	Directeur Général Adjoint Activités Nord-Américaines	30 novembre 2004
Bernard Dupraz	Directeur Général Adjoint Production Ingénierie	30 novembre 2004
Philippe Huet (1)	Directeur Général Adjoint Stratégie et Coordination	8 avril 2008
Dominique Lagarde (1)	Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication	1 ^{er} avril 2008
Marianne Laigneau	Secrétaire Général	1 ^{er} juin 2007
Pierre Lederer	Directeur Général Adjoint Commerce	1 ^{er} février 2009
Bruno Lescoeur	Directeur Général Adjoint Gaz	1 ^{er} avril 2006
Anne Le Lorier (1)	Directeur Général Adjoint Corporate Finance et Trésorerie	8 avril 2008
Jean-Louis Mathias	Directeur Exécutif Groupe	30 novembre 2004
Umberto Quadrino	Directeur Général d'Edison	1 ^{er} avril 2006
Vincent de Rivaz	Directeur Général (Chief Executive Officer) d'EDF Energy	30 novembre 2004
Hans Peter Villis	Président du Directoire d'EnBW	1 ^{er} octobre 2007
Gérard Wolf	Directeur Général Adjoint Filiales, Développement International et Synergies Groupe	1 ^{er} avril 2006

* Jusqu'au 23 novembre 2009

(1) Avec prise d'effet le 20 mai 2008

À compter du 4 février 2010, la composition du Comex est la suivante :

Noms	Fonction	Date de 1 ^{ère} nomination au Comex
Henri Proglio	Président Directeur Général	25 novembre 2009
Daniel Camus	Directeur exécutif Groupe en charge des activités internationales et de la stratégie	30 novembre 2004
Pierre Lederer	Directeur exécutif Groupe en charge du commerce, de l'optimisation et du trading	1 ^{er} février 2009
Denis Lépée	Secrétaire du Comité exécutif	4 février 2010
Hervé Machenaud	Directeur exécutif Groupe en charge de la production et de l'ingénierie	4 février 2010
Jean-Louis Mathias	Directeur exécutif Groupe en charge de la coordination des activités France et des ressources humaines	30 novembre 2004
Thomas Piquemal	Directeur exécutif Groupe en charge des finances	4 février 2010
Bernard Sananes	Directeur de la communication et des affaires publiques et européennes	4 février 2010
Alain Tchernonog	Secrétaire général	4 février 2010



Daniel Camus. 57 ans, Docteur d'État en Sciences Économiques, agrégé en Sciences de Gestion et Lauréat de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Daniel Camus rejoint EDF en 2002 après 25 ans d'activités au sein du Groupe Hoechst dans l'industrie chimique et pharmaceutique en Allemagne, aux États-Unis, au Canada et en France. Il y occupe successivement les fonctions de directeur du développement de Hoechst Canada Inc., puis celles de directeur financier et membre du Directoire des groupes Roussel Uclaf SA, Hoechst Marion Roussel AG et Aventis Pharma AG, né de la fusion entre Hoechst et Rhône Poulenc. Il y conduit la transformation des finances de ces entreprises au niveau mondial et les regroupements successifs qui ont donné naissance à Aventis. De 2002 à 2009, Daniel Camus a été Directeur Général Délégué Finances d'EDF. Il pilota le projet d'ouverture du capital d'EDF, puis conduit avec succès la plupart des grands projets stratégiques liés à l'activité internationale du Groupe tels que le règlement du dossier Edison en Italie, la sortie d'Amérique Latine, l'acquisition de British Energy au Royaume-Uni et la prise de participation dans Constellation aux États-Unis. Daniel Camus est actuellement Directeur exécutif du Groupe en charge des activités internationales et de la stratégie.

Pierre Lederer. 60 ans, diplômé de sciences physiques et de mathématiques. Pierre Lederer intègre EDF en 1974 où il occupe différentes responsabilités au Service des Études Économiques Générales, au Service des Mouvements d'Énergie et au Service de la Production Thermique. Il est nommé Chef du Service des Études Économiques Générales en 1992, Directeur de la Stratégie en 1996, puis Directeur « Stratégie-Valorisation-Optimisation » au Pôle Industrie du Groupe en 1999. Il rejoint en 2000 le directoire exécutif d'EnBW, troisième énergéticien allemand détenu à hauteur de 45 % par EDF, et devient Vice-Président du directoire en 2007. En qualité de « Chief Operating Officer », il pilote notamment l'élaboration des processus commerciaux dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'énergie. Il a également mis en place l'optimisation de la chaîne de valeur, la gestion des risques de marché et lancé le renouvellement du parc de production de l'entreprise. En février 2009, Pierre Lederer est nommé Directeur Général Adjoint d'EDF, en charge du Commerce. Il s'attache à redéfinir les objectifs stratégiques de la Direction Commerce : satisfaire le client, placer l'efficacité énergétique au cœur du métier, accompagner les clients dans la réduction des émissions de CO₂, développer les téléservices énergétiques. Pierre Lederer est actuellement Directeur exécutif du Groupe en charge du commerce, de l'optimisation et du trading.

Denis Lépée. 41 ans, diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris, licencié en histoire et titulaire d'un DEUG de philosophie. Denis Lépée a été conseiller du Secrétaire Général du Rassemblement Pour la République de 1995 à 1997, puis Directeur de Cabinet du Président du Conseil Général de l'Oise de 1998 à 2003. Il a ensuite rejoint Veolia Environnement avant de devenir en 2007 chargé de mission auprès de Henri Proglio, Président Directeur Général. Denis Lépée a rejoint EDF le 25 novembre 2009 comme conseiller auprès du Président. Il est également l'auteur de quatre romans et de plusieurs biographies. Denis Lépée est actuellement Secrétaire du Comité exécutif du Groupe.

Hervé Machenaud. 62 ans, ancien élève de l'École Polytechnique (1968), ingénieur de l'École des Ponts et Chaussées et diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Hervé Machenaud commence sa carrière au Ministère du Plan de la Côte d'Ivoire en 1973 comme Directeur de la Division d'Aménagement urbain, puis effectue différentes missions pour la Banque Mondiale sur le continent africain avant de regagner la France en 1978 comme ingénieur des Ponts et Chaussées en Ile-et-Vilaine. Hervé Machenaud rejoint le groupe EDF en 1982 en tant que Directeur adjoint de l'aménagement de la Centrale Nucléaire de Paluel. De 1984 à 1989, il s'occupe du développement du Groupe en Chine, notamment pour ce qui concerne la construction et le démarrage de la centrale nucléaire de Daya Bay. Entre 1990

et 1995, Hervé Machenaud occupe les fonctions de Directeur du Centre National d'Équipement Nucléaire (CNEN), chargé des programmes nucléaires français et internationaux du Groupe. À ce titre, il pilote la conception, la construction et le démarrage du palier N4 (centrales nucléaires de Chooz et de Civaux), le palier N4 étant à ce jour le plus avancé au monde et doté d'une conduite assistée par ordinateur restée unique. De 1995 à 1998, il est Directeur adjoint de l'Équipement d'EDF, chargé des Ressources, de la Gestion et du Développement International. De 1998 à 2002, il occupe successivement les fonctions de Directeur de la Production et du Transport d'EDF, puis de Directeur adjoint du Pôle Industrie. De 2002 à 2009, il est, depuis Pékin, Directeur de la Branche Asie-Pacifique d'EDF, son rôle étant de valoriser le savoir-faire industriel, en particulier nucléaire, du Groupe et de lui assurer l'accès aux innovations technologiques en Chine, au Japon, en Inde et dans la région du Grand Mékong. Il conduit notamment les projets de joint-venture dans les domaines nucléaires (Taishan), thermiques (Sanmenxia), hydrauliques et éoliens, en Chine, au Vietnam (centrale de Phu My), au Laos (barrage de Nam Theun). Hervé Machenaud est actuellement Directeur exécutif du Groupe en charge de la production et de l'ingénierie.

Jean-Louis Mathias. 62 ans, diplômé de l'École Polytechnique, de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE), du Centre de Perfectionnement aux Affaires (CPA) et licencié en sociologie. Jean-Louis Mathias est membre du conseil de surveillance de Dalkia et administrateur d'EDF Énergies Nouvelles. Après avoir exercé à partir de juin 2002 les fonctions de Directeur Général Adjoint du groupe Gaz de France, il a rejoint EDF en septembre 2004, en tant que conseiller du Président. En novembre 2004, il est nommé Directeur Général Délégué. Jean-Louis Mathias est actuellement Directeur exécutif du Groupe en charge de la coordination des activités France et des Ressources Humaines.

Thomas Piquemal. 40 ans, diplômé de l'École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales (ESSEC). Thomas Piquemal débute sa carrière en 1991 au sein du cabinet d'audit Arthur Andersen. En 1995, il rejoint le Département Fusions-Acquisitions de la banque Lazard-Frères. Dans ce cadre, il participe aux grandes opérations financières et stratégiques de Veolia, notamment la restructuration du capital de l'entreprise et le rapprochement EDF/Dalkia. En 2008, il prend la responsabilité à Londres du partenariat stratégique signé entre Lazard et le fonds d'investissement américain Apollo. En janvier 2009, Thomas Piquemal rejoint Veolia Environnement en qualité de Directeur Général Adjoint en charge des Finances et intègre le Comité exécutif du Groupe. À ce titre, il s'attache à la réduction de la dette à travers notamment un plan de cession d'actifs. Il pilote par ailleurs, aux côtés de la Caisse des dépôts, le rapprochement de leurs filiales respectives, Transdev et Veolia Transport, pour créer un leader mondial du transport collectif des voyageurs et de la mobilité durable. Thomas Piquemal a fondé en 2008, aux côtés de Christophe Tiozzo, triple champion du monde de boxe, « l'Académie Christophe Tiozzo », avec pour objectif de favoriser l'insertion sociale et professionnelle des jeunes issus des quartiers dits « sensibles ». Thomas Piquemal est actuellement Directeur exécutif du Groupe en charge des finances.

Bernard Sananès. 46 ans, diplômé de Sciences Po Aix-en-Provence et de l'Institut pratique de journalisme. Bernard Sananès a commencé sa carrière comme journaliste, puis comme chargé de communication du groupe UDC à l'Assemblée nationale. De 1993 à 1995, il est conseiller pour la communication du Ministre de l'Équipement, des Transports et du Tourisme avant de rejoindre le groupe Euro RSCG. Bernard Sananès a occupé les fonctions de Directeur associé, partner, et enfin de Directeur général d'Euro RSCG C&O. Bernard Sananès a accompagné de nombreuses entreprises et leurs dirigeants pour des missions de conseil, sur des problématiques de communication globale. Il est également un spécialiste de la communication d'influence, c'est-à-dire de la relation entre l'entreprise et ses



Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

parties prenantes (journalistes, décideurs publics, communauté financière). Il a dans ce cadre accompagné de grandes opérations financières comme l'introduction en Bourse d'EDF et a apporté son conseil à des personnalités politiques. Bernard Sananès est actuellement Directeur de la communication et des affaires publiques et européennes.

Alain Tchernonog. 65 ans, docteur d'État en droit, est diplômé de l'Institut d'Administration d'Entreprises. Alain Tchernonog commence sa carrière en 1972 en qualité de juriste en droit international au Centre National d'Études Spatiales (CNES) avant de devenir, en 1974, chef du service juridique de l'ANVAR. De 1979 à 1990, il devient Directeur du Département des contrats de Roussel-UCLAF. À partir de 1990, il occupe les fonctions de Directeur Juridique au sein du groupe Pierre Fabre (1990-1995), puis de la Compagnie Générale d'Entreprises Automobiles (1995-2000). En 2001, il intègre le groupe Veolia Environnement comme Directeur Juridique, puis comme Secrétaire Général en mars 2007. Alain Tchernonog est actuellement Secrétaire Général du Groupe.

14.2.4 Panel développement durable, Conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical

EDF s'est également doté d'un Panel développement durable, d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil sociétal, d'un Conseil scientifique et d'un Conseil médical, ouverts à des personnalités de la société civile qui apportent leur expérience et leur expertise, pour aider à intégrer ces dimensions dans les grandes orientations stratégiques d'EDF.

Le Panel développement durable Groupe, renouvelé en 2008, est une instance de dialogue rassemblant, sous la présidence d'honneur du D^r Rajendra Pachauri (Président du GIEC et Directeur Général de TERI), des personnalités internationales, indépendantes et spécialistes de domaines relatifs aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Il accueille également comme membres de droit les Présidents des Conseils de l'environnement, sociétal et scientifique, ainsi que le président du *Stakeholder Advisory Panel* d'EDF Energy (créé en 2006). Le Panel développement durable Groupe conseille et fournit une appréciation critique des engagements du Groupe en matière de Développement Durable et de leur mise en œuvre. Il se réunit 1 à 2 fois par an en présence des dirigeants du Groupe et a abordé en 2009 les thèmes de l'acceptabilité du nucléaire et de l'accès à l'énergie, en lien avec

les principaux thèmes des Conseils de l'environnement et sociétal traités en 2009.

Le Conseil de l'environnement (créé en 2001) est consulté pour apporter une vision extérieure et une approche pluridisciplinaire sur la stratégie, les actions et les résultats environnementaux d'EDF. Il est présidé par Jean Jouzel, Directeur de l'Institut Pierre Simon Laplace (fédération de recherche du CNRS regroupant six laboratoires publics impliqués dans la recherche sur l'environnement terrestre et planétaire). Le Conseil de l'environnement a débattu en novembre 2009 de la gestion des déchets nucléaires.

Le Conseil sociétal (créé en 2008), présidé par le philosophe Dominique Bourg, examine la stratégie sociétale d'EDF. Le Conseil sociétal a consacré ses travaux en 2009 à l'accès à l'énergie, aux personnes vulnérables et à la précarité énergétique dans les pays développés et en voie de développement, ainsi qu'à l'insertion professionnelle et à la diversité.

Le Conseil scientifique d'EDF, créé en 1987, est un organisme consultatif apportant à l'entreprise, dans le choix de ses actions de recherche à moyen et long terme, les avis et les conseils de hautes personnalités scientifiques. Il se réunit trois fois par an pour examiner les dossiers thématiques préparés avant les séances et faisant l'objet d'un rapport détaillé. Son Président est Pierre Castillon, Président fondateur de l'Académie des Technologies. En 2009, trois sujets ont fait l'objet d'un avis du Conseil scientifique d'EDF : le comptage évolué au service de l'efficacité du système électrique, l'hydrogène et la production d'énergie hydraulique.

Le Conseil médical d'EDF, composé de personnalités du monde médical, médecins spécialistes, professeurs d'université, est un organe de réflexion et de conseil sur un certain nombre de thèmes d'actualité en matières de santé au travail, de santé publique et de santé environnementale en lien avec les activités d'EDF. Sous la présidence d'André Aurengo, Professeur de biophysique, Chef du Service de médecine nucléaire de la Pitié-Salpêtrière et membre de l'Académie de Médecine, le Conseil médical se réunit en moyenne trois fois par an pour examiner des sujets tels que les champs électromagnétiques, la santé mentale, le risque de pandémie grippale. En 2008, les conclusions du Conseil ont notamment porté sur le rapport du CIRC et des Académies de Médecine et des Sciences sur les causes de cancer ainsi que sur le poids des pathologies en découlant dans une entreprise industrielle. En 2009, les travaux du Conseil ont notamment porté sur la prise en charge des troubles anxieux et dépressifs et de la grippe H1N1.



14.3

Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration, de direction et de Direction Générale

14.3.1 Absence de liens familiaux entre les membres des organes d'administration, de direction et de Direction Générale

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familiale entre (i) les mandataires sociaux d'EDF ou (ii) les membres du Comex.

14.3.2 Absence de condamnation pour fraude des membres du conseil d'administration

À la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF ou (ii) des membres du Comex n'a fait l'objet :

- d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années au moins.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF ou (ii) des membres du Comex n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années au moins.

14.3.3 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de la Direction Générale

À la connaissance de la Société et à la date de dépôt du présent Document de Référence, il n'existe aucun conflit d'intérêt potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des mandataires sociaux et des membres du Comex, et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

Si l'application stricte des critères mentionnés dans le rapport AFEP-MEDEF pourrait conduire à considérer certains d'entre eux comme non indépendants, la Société estime que chacun de ces administrateurs dispose à la fois des compétences et d'une expérience professionnelle utiles à la Société et d'une entière liberté et indépendance de jugement.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du conseil d'administration a été nommé en cette qualité ou en tant que Directeur Général.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps, de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant de la charte de déontologie boursière figurant à la section 16.6 (« Charte de déontologie boursière »).

En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des actions à travers les fonds communs de placement du Plan d'Épargne Entreprise du groupe EDF investis en actions de la Société, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, sont soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.



Rémunération et avantages

15

15.1 Rémunération des mandataires sociaux	212
15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages	215
15.3 Participation des mandataires sociaux dans le capital	215
15.4 Options de souscription et/ou d'achat d'actions	216
15.5 Conventions réglementées	216
15.5.1 Informations relatives aux conventions réglementées	216
15.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009	216

15.1

Rémunération des mandataires sociaux

Les tableaux ci-après font apparaître les rémunérations et avantages de toute nature versés et dus à chacun des mandataires sociaux d'EDF au cours des années 2008 et 2009 par EDF et les sociétés qu'il contrôle au 31 décembre 2009.

Tableau n° 1 des recommandations de l'AMF

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES À CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

	2009 ⁽¹⁾	2008
Pierre Gadonneix, Président du conseil d'administration⁽²⁾		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	728 994	1 127 511
Henri Proglio, Président du conseil d'administration⁽³⁾		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	153 677	Non applicable
Daniel Camus, Directeur Général Délégué Finances		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	603 779	1 015 513
Dominique Lagarde, Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	296 116	245 236 ⁽⁴⁾
Yann Laroche, Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	Non applicable	193 634 ⁽⁵⁾
Jean-Louis Mathias, Directeur Général Délégué Intégration et Opérations déréglé France		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	526 445	781 837
TOTAL (EN EUROS)	2 309 011	3 363 731

(1) Les rémunérations dues au titre de l'exercice 2009 ne prennent pas en compte la partie variable de la rémunération due au titre de 2009 qui n'a pas encore été déterminée à la date de dépôt du Document de Référence. Elles comprennent les salaires et avantages en nature jusqu'au 25 novembre 2009, excepté en ce qui concerne Monsieur Henri Proglio.

(2) Au titre du mandat exercé du 1^{er} janvier 2009 au 23 novembre 2009.

(3) Au titre du mandat exercé depuis le 25 novembre 2009.

(4) Au titre du mandat exercé du 20 mai 2008 au 31 décembre 2008.

(5) Au titre du mandat exercé du 1^{er} janvier 2008 au 20 mai 2008.



Tableau n° 2 des recommandations de l'AMF

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES À CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

Pierre Gadonneix,
Président du conseil
d'administration
(jusqu'au 23 novembre 2009)

	Montants au titre de 2009 ⁽¹⁾		Montants au titre de 2008	
	dus	versés	dus	versés
Rémunération fixe	723 158	723 158	760 000	760 000
Rémunération variable	Non disponible ⁽²⁾	361 780	361 780	326 830
Rémunération exceptionnelle	-	-	-	-
Jetons de présence	-	-	-	-
Avantage en nature ⁽³⁾	5 836	5 836	5 731	5 731
TOTAL (EN EUROS)	728 994	1 090 774	1 127 511	1 092 561

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, approuvée par le Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi et le Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer, le conseil d'administration a fixé, dans sa séance du 10 février 2010, à 1 000 000 euros la rémunération annuelle brute de M. Henri Proglio, Président et Directeur Général, à laquelle peut s'ajouter une part variable plafonnée à 60 % de

ce montant, et composée pour 70 % d'une part quantitative et pour 30 % d'une part qualitative, toutes deux subordonnées à la réalisation d'objectifs qui doivent être définis pour l'année 2010 par le conseil d'administration. S'agissant de l'exercice clos le 31 décembre 2009, le conseil d'administration a également décidé de fixer à 101 370 euros la rémunération fixe de Monsieur Henri Proglio et à 52 307 euros sa part variable.

Daniel Camus,
Directeur Général Délégué
Finances
(jusqu'au 25 novembre 2009)

	Montants au titre de 2009 ⁽⁴⁾		Montants au titre de 2008	
	dus	versés	dus	versés
Rémunération fixe	597 575	597 575	628 000	628 000
Rémunération variable	Non disponible ⁽²⁾	620 745*	380 745*	237 734
Rémunération exceptionnelle	-	-	-	-
Jetons de présence	Non applicable	Non applicable	Non applicable	Non applicable
Avantage en nature ⁽⁵⁾	6 204	6 204	6 768	6 768
TOTAL (EN EUROS)	603 779	1 224 524	1 015 513	872 502

* dont 345 000 euros de bonus triennal versé en 2009 pour la période 2006-2008, dont 105 000 euros dus au titre de 2008.

Dominique Lagarde,
Directeur Général Délégué
Ressources Humaines et Communication
(à partir du 20 mai 2008
et jusqu'au 25 novembre 2009)

	Montants au titre de 2009 ⁽⁴⁾		Montants au titre de 2008	
	dus	versés	dus	versés
Rémunération fixe	282 213	282 213	171 110*	171 110*
Rémunération variable	Non disponible ⁽²⁾	66 583	66 583	4 113
Rémunération exceptionnelle	-	-	-	-
Jetons de présence	Non applicable	Non applicable	Non applicable	Non applicable
Avantage en nature ⁽⁶⁾	13 903	13 903	7 543	7 543
TOTAL (EN EUROS)	296 116	362 699	245 236	182 766

* au titre des fonctions exercées du 20 mai 2008 au 31 décembre 2008.

(1) Au titre de 2009, la rémunération correspond à la période allant du 1^{er} janvier 2009 jusqu'au 23 novembre 2009.

(2) Les rémunérations dues au titre de l'exercice 2009 ne prennent pas en compte la partie variable de la rémunération due au titre de 2009 qui n'a pas encore été déterminée à la date de dépôt du Document de Référence.

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

(4) Au titre de 2009, la rémunération correspond à la période allant du 1^{er} janvier 2009 jusqu'au 25 novembre 2009.

(5) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule.

(6) Ces avantages en nature comprennent principalement la mise à disposition d'un véhicule, le bénéfice de l'avantage en nature énergie ainsi que les autres avantages liés au statut du personnel des Industries Électriques et Gazières.

Yann Laroche,
Directeur Général Délégué
Ressources Humaines
et Communication
(jusqu'au 20 mai 2008)

	Montants au titre de 2009		Montants au titre de 2008	
	dus	versés	dus	versés
Rémunération fixe	Non applicable	Non applicable	177 450*	177 450*
Rémunération variable	Non applicable	Non applicable	-	167 215
Rémunération exceptionnelle	Non applicable	Non applicable	-	-
Jetons de présence	Non applicable	Non applicable	Non applicable	Non applicable
Avantage en nature ⁽¹⁾	Non applicable	Non applicable	16 184	16 184
TOTAL (EN EUROS)	NON APPLICABLE	NON APPLICABLE	193 634	360 849

* au titre des fonctions exercées du 1^{er} janvier 2008 au 20 mai 2008.

Jean-Louis Mathias,
Directeur Général Délégué
Intégration et Opérations
dérégulé France
(jusqu'au 25 novembre 2009)

	Montants au titre de 2009 ⁽²⁾		Montants au titre de 2008	
	dus	versés	dus	versés
Rémunération fixe	493 163	493 163	519 000	519 000
Rémunération variable	Non disponible ⁽³⁾	226 773	226 773	192 029
Rémunération exceptionnelle	-	-	-	-
Jetons de présence	Non applicable	Non applicable	Non applicable	Non applicable
Avantage en nature ⁽¹⁾	33 282	33 282	36 064	36 064
TOTAL (EN EUROS)	526 445	753 218	781 837	747 093

Il n'y a pas eu, au profit des dirigeants mandataires sociaux, d'option de souscription ou d'achat d'action attribuée ou levée durant l'exercice 2009, de même aucune action de performance n'a été attribuée ou levée durant l'exercice 2009.

Le Président du conseil d'administration ne perçoit pas de jeton de présence et les administrateurs représentant l'État ainsi que ceux représentant les sala-

riés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

Par ailleurs, M. Henri Proglgio ne bénéficie pas de régime spécifique de retraite de la part d'EDF et n'a reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficie pas d'indemnité de départ.

Tableau n° 3 des recommandations de l'AMF

Le tableau ci-dessous fait apparaître le montant des jetons de présence versés en 2008 et 2009 aux membres du conseil d'administration.

Il est précisé que les montants versés pour un exercice correspondent aux sommes dues au titre du second semestre de l'année N-1 et du premier semestre de l'année N.

JETONS DE PRÉSENCE PERÇUS PAR LES ADMINISTRATEURS

	2009	2008
Frank E. Dangeard	66 250	39 750
Daniel Foundoulis	44 750	36 750
Pierre Gadonneix	-	-
Bruno Lafont ⁽⁴⁾	35 250	2 000
Claude Moreau	42 750	31 750
Henri Proglgio ⁽⁵⁾	34 000	22 000
Louis Schweitzer ⁽⁶⁾	-	16 000
TOTAL (EN EUROS)	223 000	148 250

(1) Ces avantages en nature comprennent principalement la mise à disposition d'un véhicule, le bénéfice de l'avantage en nature énergie ainsi que les autres avantages liés au statut du personnel des Industries Electriques et Gazières.

(2) Au titre de 2009, la rémunération correspond à la période allant du 1^{er} janvier 2009 jusqu'au 25 novembre 2009.

(3) Compte tenu de la procédure devant être mise en œuvre pour leur détermination, les éléments de rémunération variable dus au titre de 2009 n'ont pas été déterminés à la date de publication du présent Document de Référence.

(4) Nommé par l'assemblée générale du 20 mai 2008 en remplacement de L. Schweitzer.

(5) Jusqu'à sa nomination en qualité de Président du conseil d'administration.

(6) A démissionné de son mandat le 10 mai 2008.

L'évolution des jetons de présence versés entre les années 2008 et 2009 provient de l'augmentation du nombre de séances du conseil d'administration au second semestre 2008 (12 contre 5-6 en moyenne habituellement) au titre des opérations liées aux acquisitions de British Energy et des actifs nucléaires de Constellation Energy Group.

Il est par ailleurs précisé que le Président du conseil d'administration ne perçoit pas de jeton de présence et que les administrateurs représentant l'État ainsi que ceux représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en

vigueur. Le conseil d'administration soumet à l'approbation de l'assemblée générale des actionnaires le montant des jetons de présence alloués aux administrateurs. Les jetons de présence sont attribués en fonction de l'assiduité aux séances du conseil d'administration et au sein des comités spécialisés.

La cinquième résolution qui sera soumise au vote de l'assemblée générale mixte du 18 mai 2010 prévoit l'allocation aux membres du conseil d'administration de 2 250 euros de jetons de présence complémentaires au titre de l'exercice 2009.

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

Les mandataires sociaux ainsi que les membres du Comex ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite.

15.3 Participation des mandataires sociaux dans le capital

À l'issue du processus d'introduction en bourse de la Société, certains administrateurs et Directeurs Généraux délégués d'EDF sont devenus actionnaires de la Société. À la date de dépôt du présent Document de Référence, le

nombre d'actions d'EDF détenues par chacun des mandataires sociaux ainsi que le mode de détention de ces titres (détention directe ou par l'intermédiaire d'un FCPE) étaient les suivants :

ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ DÉTENUES PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX EN FONCTION AU 31 DÉCEMBRE 2009

Les administrateurs qui détiennent des actions d'EDF au 31 décembre 2009 sont les personnes suivantes :

	Nombre d'actions EDF
Henri PROGLIO (actions détenues en propre)	51
Christine CHABAUTY (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	131
Philippe CROUZET (actions détenues en propre)	200
Mireille FAUGÈRE (actions détenues en propre)	106
Alexandre GRILLAT (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	583
Bruno LAFONT (actions détenues en propre)	150
Philippe MAISSA (actions détenues en propre)	39
Pierre MARIANI (action détenue en propre)	1
Philippe PESTEIL (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	467
Maxime VILLOTA (actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE)	24

Il est précisé que MM. Abadie, Bézard, d'Escatha, Jay, Josse, Rignac, Sellal et Van de Maele ne détiennent aucune action d'EDF au 31 décembre 2009.



15.4

Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

15.5

Conventions réglementées

15.5.1 Informations relatives aux conventions réglementées

Jusqu'au 20 novembre 2004, EDF était un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) et les dispositions du Code de commerce relatives aux conventions réglementées ne lui étaient pas applicables.

Depuis la transformation d'EDF en société anonyme, intervenue le 20 novembre 2004, les dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce relatives aux conventions réglementées sont applicables à EDF.

15.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009

ELECTRICITÉ DE FRANCE S.A.

Siège social : 22 - 30, avenue de Wagram - 75008 Paris

RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

Exercice clos le 31 décembre 2009

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence de conventions et d'engagements, mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de ceux dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

ABSENCE D'AVIS DE CONVENTION ET D'ENGAGEMENT

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement conclu au cours de l'exercice et soumis aux dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS APPROUVÉS ANTÉRIEUREMENT ET DONT L'EXÉCUTION S'EST POURSUIVIE DURANT L'EXERCICE

Par ailleurs, en application du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et des engagements suivants, approuvés antérieurement, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

• Vente d'actions EDF réservées aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF

A la suite de la cession par l'Etat, en fin d'année 2007, d'une partie du capital d'EDF par voie de placement accéléré auprès d'investisseurs institutionnels, une offre d'actions de la société EDF par l'Etat réservée aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF a été mise en œuvre en septembre 2008.

Dans ce cadre, un protocole d'accord a été conclu le 23 octobre 2008 entre EDF, la République française et la banque BNP Paribas Securities Services, décrivant les modalités de paiement, d'attribution d'actions gratuites et de recouvrement d'impayés, le cas échéant.

A l'issue de cette offre, 3 266 541 actions ont été livrées aux différents souscripteurs le 30 octobre 2008 et votre Société a versé à l'Etat un montant de 137 millions d'euros en 2008 au titre de la première échéance de règlement due par les souscripteurs et de 32 millions d'euros en 2009 au titre de la seconde échéance de règlement ; les versements à percevoir par l'Etat français s'échelonnent jusqu'en octobre 2011.

• Contrat de Service Public

L'Etat français et EDF ont signé en date du 24 octobre 2005 un Contrat de Service Public qui a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements de votre Société, afin d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées.

Ce contrat décline la nature et le niveau d'engagements sur la période 2005-2006-2007, ainsi que les modalités de compensation financière, notamment les principes de fixation et d'évolution des tarifs de vente de l'électricité. En l'absence de nouvel accord, l'exécution de certaines dispositions de ce contrat s'est poursuivie en 2009.

• Accord entre EDF et AREVA sur l'aval du cycle du combustible nucléaire

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre de coopération industrielle de long terme, portant sur l'exécution des prestations suivantes :

- 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 sur la période 2008-2012 ;
- le versement d'une soulte libératoire au titre de la Reprise et du Conditionnement des Déchets anciens (RCD) et de la Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) et du Démantèlement (DEM) des installations de La Hague pour 2,3 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2007.

L'échéancier des versements de cette soulte a été fixé par les deux entreprises en date du 6 juillet 2009 et, après paiement du deuxième terme de 605 millions d'euros hors taxes le 27 juillet 2009, le montant restant dû par votre société s'élève à 1 478 millions d'euros taxes comprises au 31 décembre 2009.

Les négociations entre EDF et AREVA relatives aux autres prestations ci-dessus 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.

• Conventions conclues avec le Groupe AREVA

Trois conventions, portant sur l'exécution des prestations suivantes, ont été conclues avec le Groupe AREVA au cours de l'exercice 2007:

- la construction de la chaudière nucléaire de la centrale EPR Flamanville 3 ;
- la maintenance et l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre de la troisième Visite Décennale des centrales nucléaires de palier 900 MW en France ;
- la réservation de pièces forgées pour la réalisation de réacteurs EPR à l'international.

Les montants engagés au titre de ces conventions s'élèvent respectivement à 764 millions d'euros (dont 182 millions d'euros comptabilisés en 2009), 116 millions d'euros (dont 11 millions d'euros comptabilisés en 2009) et 212 millions d'euros, y compris 106 millions d'euros optionnels (dont 29 millions d'euros comptabilisés en 2009).

• Avance en compte-courant non rémunérée avec Lake Acquisitions Ltd

Dans le cadre de l'acquisition le 25 septembre 2008, par Lake Acquisitions Ltd, filiale indirectement détenue à 100% par votre Société, d'environ 26,5% des titres émis de British Energy Group, un prêt d'un montant de 2 123 millions de livres sterling (soit environ 2 680 millions d'euros) a été consenti par votre Société à Lake Acquisition Ltd en date du 29 septembre 2008, modifié par avenant en date du 15 février 2009. La convention de compte-courant signée à cet effet entre les deux sociétés ne prévoit pas d'intérêt à percevoir par EDF. Cette avance a été remboursée le 30 juin 2009.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 10 février 2010

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Alain Pons

Tristan Guerlain



16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction

16.1	Attributions du conseil d'administration	218
16.2	Activité du conseil d'administration au cours de l'exercice 2009	219
16.3	Évaluation du fonctionnement du conseil d'administration	219
16.4	Comités spécialisés au sein du conseil d'administration	220
16.4.1	Comité d'audit	220
16.4.2	Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)	220
16.4.3	Comité de la stratégie	221
16.4.4	Comité d'éthique	221
16.4.5	Comité des nominations et des rémunérations	221
16.4.6	Information et formation des administrateurs	222
16.4.7	Code de gouvernement d'entreprise	222
16.5	Démarche éthique	222
16.6	Charte de déontologie boursière	222
16.7	Contrôle interne	223
16.7.1	Rapport du Président du conseil d'administration	223
16.7.2	Rapport des Commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	223
16.8	Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France	223

16.1

Attributions du conseil d'administration

En application de l'article L. 225-35 du Code de commerce, le conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le conseil d'administration délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe, ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Aux termes de son Règlement intérieur, le conseil d'administration doit notamment être saisi pour :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède une valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; en 2009, le Conseil a fixé :
 - à 500 millions d'euros, le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties. Le Président Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société,
 - à 5 milliards d'euros, le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;



- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à :
 - 10 TWh pour l'électricité ;
 - 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du conseil d'administration qui suit leur signature) ;

- 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les opérations du cycle du combustible nucléaire : en particulier, les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

En outre, le Conseil doit également être saisi pour les opérations inhérentes au financement des engagements nucléaires.

16.2

Activité du conseil d'administration au cours de l'exercice 2009

Le conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, sur convocation de son Président, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Le Règlement intérieur prévoit que sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les administrateurs qui participent à la réunion par un procédé de télécommunication permettant leur identification et garantissant leur participation effective, dans les conditions légales.

Le conseil d'administration a examiné et autorisé en 2009, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs comme :

- les accords avec le groupe Centrica impliquant notamment la prise d'une participation minoritaire de 20 % dans British Energy par Centrica et la coopération dans le nouveau nucléaire au Royaume-Uni ; l'acquisition par EDF auprès de Centrica de 100 % des actions de la société Segebel, société qui détient 51 % de la société SPE (Belgique) ;
- l'engagement du processus devant aboutir à la construction d'un réacteur EPR sur le site de Penly (76) ;
- la cession des parts encore détenues par EDF dans la SNET, dans le cadre d'une transaction sur des capacités de production entre E.ON, EDF et EnBW ;
- le contentieux avec la Commission européenne relatif aux contrats à long terme ;
- les modifications apportées au contrat de partenariat industriel entre EDF et le consortium Exeltium signé le 31 juillet 2008 ;

- le positionnement d'EDF pour une offre en consortium sur un projet d'EPR aux Émirats arabes unis.

En outre, le conseil d'administration a également examiné :

- des projets en cours dans le domaine nucléaire : les étapes du processus d'acquisition de 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de la société Constellation Energy (États-Unis) et l'avancement du projet de construction de l'EPR de Flamanville ;
- le projet d'accord entre EDF et Gazprom ou encore le lancement du processus d'examen des options d'évolution de la propriété des réseaux de distribution d'électricité d'EDF au Royaume-Uni ;
- le référentiel stratégique du Groupe tel que défini en 2007 afin de prendre en compte divers événements majeurs intervenus depuis lors : la réalisation de plusieurs opérations (ou projets) d'acquisitions (British Energy, 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de Constellation Energy Group, Segebel/SPE), les effets de la crise financière sur le Groupe et l'évolution du contexte institutionnel et réglementaire (Paquet Énergie - Climat décidé par les autorités européennes, textes législatifs découlant du Grenelle de l'Environnement, rapport de la Commission Champsaur sur l'organisation du marché de l'électricité en France).

En 2009, le Conseil s'est réuni 12 fois. Le taux moyen de participation des administrateurs à ces séances est de 88,9 %.

16.3

Évaluation du fonctionnement du conseil d'administration

Conformément aux règles issues du code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF de décembre 2008) qui préconisent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du conseil d'administration, le Règlement intérieur du Conseil stipule que le Comité d'éthique « réalise chaque année un bilan du fonctionnement du conseil d'administration (...) et propose des sujets de réflexion ».

EDF a en outre décidé de confier tous les trois ans à un cabinet extérieur la réalisation de cette évaluation.

L'évaluation pour 2009 du fonctionnement du Conseil a été réalisée au moyen

d'un questionnaire, préalablement examiné en Comité d'éthique puis envoyé à l'ensemble des administrateurs le 12 octobre 2009. Les réponses ont été dépouillées et analysées anonymement par le Secrétariat général du conseil d'administration et ont donné lieu à la réalisation d'un document de synthèse examiné par le Comité d'éthique et transmis au conseil d'administration. Le bilan d'évaluation du fonctionnement du conseil d'administration pour 2009 traduit une évolution très positive au cours des cinq années écoulées. Une très large majorité d'administrateurs estime que le fonctionnement du conseil d'administration répond aux meilleures pratiques de gouvernement d'entreprise.



16.4

Comités spécialisés au sein du conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le conseil d'administration s'est doté de comités spécialisés chargés d'examiner et de préparer en amont certains dossiers avant leur présentation en séance plénière. Ces instances sont les suivantes : le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations. Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès d'EDF est invité aux réunions de ces Comités.

Les Présidents de ces Comités sont :

- Comité d'audit : Pierre MARIANI ;
- CSEN : Philippe CROUZET ;
- Comité de la stratégie : à la date du dépôt du présent Document de Référence, la nomination du Président de ce Comité n'est pas intervenue ;
- Comité d'éthique : Mireille FAUGÈRE ;
- Comité des nominations et des rémunérations : Bruno LAFONT.

16.4.1 Comité d'audit

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, ce Comité était présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres étaient Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 23 novembre 2009, le Comité d'audit est composé de Monsieur Mariani, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF, Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Messieurs Grillat, Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés. Monsieur Mariani a été nommé Président du Comité par le conseil d'administration lors de sa séance du 21 janvier sur proposition dudit Comité.

Le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'audit et le Directeur Contrôle des Risques Groupe. Le Comité examine et donne son avis, avant présentation au Conseil, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, la politique de contrôle des risques du Groupe est régulièrement examinée par ce Comité qui passe en revue chaque semestre la cartographie des risques du Groupe et les méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programmes d'audit semestriels, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre ainsi que projet de rapport annuel du Président du conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes et les honoraires qui leur sont versés ;
- l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif.

Le Comité d'audit s'est réuni sept fois en 2009, dont une réunion élargie à tout le conseil d'administration consacrée au budget 2009 et au Plan à Moyen Terme 2009-2011, et une réunion conjointe avec le Comité de la stratégie, également élargie à tout le Conseil pour faire le point sur le projet de nouvelle organisation du marché français de l'électricité, issu du rapport de la Commission Champsaur. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 82,9 %.

Au cours de l'année 2009, outre les sujets qui relèvent traditionnellement de ses missions comme l'examen des comptes annuels et semestriels, la cartographie des risques et les audits, ce Comité a examiné l'impact de la crise économique et financière, la perception par les marchés du groupe EDF, la politique de risques de contrepartie, la politique d'assurances, les grands équilibres financiers pour la France ainsi que les enjeux financiers du développement nucléaire dans les pays cibles, et ceux liés à l'extension de la durée de vie du parc nucléaire français. Il a par ailleurs entendu la restitution, par l'auditeur missionné à cet effet, de l'audit externe réalisé sur le déploiement de la politique de contrôle interne au sein du Groupe.

16.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, le CSEN était présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du composant étaient Messieurs Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 23 novembre 2009, ce Comité est composé de Monsieur Crouzet, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, Messieurs Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État ainsi que de Messieurs Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés. Monsieur Crouzet a été nommé Président du Comité par le conseil d'administration lors de sa séance du 10 février 2010 sur proposition dudit Comité.

Le CSEN a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossage actif-passif et d'allocation stratégique, et de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par EDF dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) qui est composé de cinq experts indépendants et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Le CSEN s'est réuni trois fois en 2009. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 100 %.

Au cours de l'année 2009, ce Comité a examiné en particulier la synthèse des travaux du CEFEN. Il a suivi l'impact de la crise économique et financière sur la gestion du portefeuille d'actifs dédiés, examiné les scénarios de reprise des dotations de trésorerie aux actifs dédiés, suspendues en septembre 2008 en raison de la crise économique et financière, étudié des scénarios d'apports d'actifs au portefeuille d'actifs dédiés. Il s'est également penché sur la question de la meilleure allocation stratégique actions - obligations dans le contexte actuel.



16.4.3 Comité de la stratégie

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, il était présidé par Monsieur Proglio, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres étaient Messieurs Abadie, Bézard et Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que Madame Daguerre, Messieurs Grillat et Pesteil, administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 23 novembre 2009, ce Comité est composé de Monsieur Henri Proglio, Président Directeur général, Monsieur Jay, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, Messieurs Abadie, Bézard et Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que Messieurs Grillat, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés. À la date du dépôt du présent Document de Référence, la nomination du Président de ce Comité n'est pas intervenue.

Le Comité donne son avis au conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le conseil d'administration.

Le Comité de la stratégie s'est réuni trois fois en 2009, dont une réunion conjointe avec le Comité d'éthique afin d'examiner la politique de développement durable d'EDF, et une autre avec le Comité d'audit, élargie à tout le conseil d'administration, qui a porté sur le projet de nouvelle organisation du marché français de l'électricité. Il a également examiné les stratégies amont et aval du cycle du combustible nucléaire. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 81 %.

16.4.4 Comité d'éthique

Jusqu'au 22 novembre 2009, il était présidé par Monsieur Aurengo, administrateur représentant l'État. Les autres membres le composant étaient Messieurs Foundoulis et Moreau, administrateurs nommés par l'assemblée générale des actionnaires, ainsi que Messieurs Chorin, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 23 novembre 2009, ce Comité est composé de Madame Faugère, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, Monsieur Van de Maele, administrateur représentant l'État, ainsi que de Madame Chabauty, Messieurs Maissa et Pesteil, administrateurs élus par les salariés. Le 8 décembre 2009, Monsieur Grillat a également été nommé membre de ce Comité. Madame Faugère a été nommée Présidente du Comité par le conseil d'administration lors de sa séance du 10 février 2010 sur proposition dudit Comité.

Le Comité veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable), le rapport d'activité du délégué à l'éthique et à la déontologie ainsi que les rapports du Médiateur, les rapports de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ainsi que celui de l'Inspecteur général de la gouvernance du secteur régulé.

De plus, le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du conseil d'administration et de l'application de son règlement intérieur, et propose des sujets de réflexion.

Le Comité d'éthique s'est réuni huit fois en 2009. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 100 %.

Au cours de l'année 2009, ce Comité a examiné en particulier le plan directeur Ressources humaines du Groupe pour la période 2009-2011, l'accord social mondial sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise du Groupe, la politique santé au travail, la mise en œuvre du plan « Pandémie Grippe A », le renouvellement des compétences dans le domaine nucléaire, la politique de communication ainsi que les résultats de l'évaluation du fonctionnement du conseil d'administration au titre de 2008 et 2009.

Par ailleurs, ce Comité a effectué deux déplacements en 2009 : l'un au Laos conjointement avec le Conseil médical d'EDF dans le cadre de l'aménagement hydroélectrique sur la rivière Nam Theun, l'autre à la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine (77) dans le cadre de la continuité des visites organisées annuellement, depuis 2004, afin d'appréhender les enjeux liés à la politique de sous-traitance d'EDF dans le nucléaire.

16.4.5 Comité des nominations et des rémunérations

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, le Comité était présidé par Monsieur Lafont, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres le composant étaient Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF et Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État.

Depuis le 23 novembre 2009, le Comité des nominations et des rémunérations est composé de Messieurs Jay et Lafont, administrateurs nommés par l'assemblée générale des actionnaires et personnalités externes au groupe EDF et de Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État. Monsieur Lafont a été nommé Président du Comité par le conseil d'administration lors de sa séance du 21 janvier 2010.

Le Comité transmet au conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'Énergie, un avis sur la rémunération du Président Directeur Général (PDG), portant sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par le Président Directeur Général au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du PDG. Il adresse également cet avis au conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il examine les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués (DGD) et émet un avis sur les propositions de rémunérations que le Président Directeur Général lui soumet sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par le Président Directeur Général au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques de chaque DGD. Il adresse ses propositions et son avis, pour approbation, au Ministre chargé de l'Économie et au Ministre chargé de l'Énergie, et le communique également au conseil d'administration. Le conseil d'administration délibère et fixe le salaire, les objectifs et les rémunérations périphériques des DGD.

Il transmet au conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif. Les éléments relatifs à la rémunération des mandataires sociaux figurent à la section 15.1 du présent Document de Référence.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni 5 fois en 2009. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 86,7 %.



Fonctionnement des organes d'administration et de direction

Au cours de l'année 2009, le Comité a notamment examiné les bonus 2008 du Président Directeur Général et des Directeurs Généraux Délégués, émis un avis sur leur rémunération au titre de 2009 et fixé les critères de calcul des bonus 2009. Il a également étudié les profils des six administrateurs proposés à la nomination de l'assemblée générale des actionnaires du 5 novembre 2009.

16.4.6 Information et formation des administrateurs

Le Président Directeur Général porte régulièrement à la connaissance des membres du conseil d'administration les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus depuis la date du précédent conseil d'administration.

Le Secrétariat général du conseil d'administration communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter par des rencontres avec les principaux dirigeants du Groupe. Ils font part de leur demande au Secrétaire du Conseil.

En outre, le Secrétariat du conseil d'administration organise des réunions

d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu ou sur demande des administrateurs, de même que les formations dont ces derniers souhaitent bénéficier.

16.4.7 Code de gouvernement d'entreprise

Après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 reprises par la communication du Conseil des Ministres du 7 octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés et sur proposition du Comité des rémunérations, le conseil d'administration du 17 décembre 2008 a exprimé son accord sur ces recommandations. Le Conseil a considéré que ces recommandations s'inscrivent dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF, mise en œuvre de longue date, et a constaté que les recommandations applicables à l'Entreprise étaient déjà mises en œuvre par elle.

Sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables, ces recommandations feront partie intégrante du Code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société, en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

16.5 Démarche éthique

La démarche éthique d'EDF, présentée pour la première fois au conseil d'administration du 26 mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, consiste en la diffusion et l'appropriation d'une charte éthique centrée sur cinq valeurs : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité.

La charte développe les engagements éthiques du Groupe à l'égard des parties prenantes (principes d'action collective) ainsi qu'un code de conduite individuelle (Mémento éthique). Ces valeurs sous-entendent les engagements sociaux, « Sociétaux » et environnementaux de l'entreprise, particulièrement

le Pacte mondial de l'ONU, l'agenda 21 et l'accord de responsabilité sociale du groupe EDF signé le 24 janvier 2005. La démarche est déclinée par le management dans l'ensemble des composantes du Groupe.

La charte éthique est accessible sur le site internet d'EDF.

Un dispositif d'alerte éthique a été mis en place en janvier 2004 qui permet d'interpeller le délégué éthique sur toute question, alerte ou plainte à caractère éthique. Ce dispositif présente l'originalité d'être ouvert non seulement aux salariés de l'entreprise mais aussi aux partenaires extérieurs et aux clients.

16.6 Charte de déontologie boursière

Faisant suite à l'introduction en bourse de la Société en novembre 2005, EDF a adopté début 2006 une charte de déontologie visant à faire respecter les principes et règles en vigueur ainsi que les recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation éventuelle d'informations privilégiées.

À cette fin, le groupe EDF a notamment décidé de fixer des périodes d'absence (black out) pendant lesquelles les personnes initiées, au sens de l'article L. 465-1 du Code monétaire et financier, ne sont pas autorisées à acheter ou à vendre, ou à réaliser des opérations sur les titres EDF.

Les périodes de *black out* sont des périodes de courte durée, prévisibles, pendant lesquelles des informations significatives et non publiques concernant le groupe EDF circulent au sein de celui-ci. Ces périodes s'étendent :

- entre le 1^{er} jour de chaque trimestre et le jour inclus de la publication du communiqué concernant, selon les cas, les comptes annuels, les comptes semestriels ou le chiffre d'affaires trimestriel d'EDF ; et/ou
- entre la date avérée de connaissance par le titulaire d'une information privilégiée et la date à laquelle cette même information est portée à la connaissance du public.



16.7

Contrôle interne

16.7.1 Rapport du Président du conseil d'administration

En application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le Président du conseil d'administration doit rendre compte dans un rapport joint au rapport de gestion du conseil d'administration, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la Société.

Ce rapport est reproduit en Annexe A.

16.7.2 Rapport des Commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Ce rapport est reproduit en Annexe B.

16.8

Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France

Sous réserve de ce qui figure ci-dessous, EDF adhère au code du gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF de décembre 2008 et en particulier aux principes clés du gouvernement d'entreprise liés à :

- la responsabilité et l'intégrité des dirigeants et des administrateurs ;
- l'indépendance du conseil d'administration ;
- la transparence et la diffusion de l'information ; et
- le respect des droits des actionnaires.

Dans le cadre légal spécifique qui est le sien, EDF s'est ainsi attaché à mettre en œuvre les recommandations de ce rapport, notamment à travers l'adoption par le conseil d'administration d'un règlement intérieur qui fixe les Principes Directeurs de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles il exerce sa mission (voir section 16.1 (« Attributions du conseil d'administration »)) et la création de comités spécialisés. Compte tenu des règles légales particulières qui régissent la composition du conseil d'administration (voir section 14.1.1 (« Composition du conseil d'administration »)),

EDF ne se conforme pas entièrement aux recommandations du rapport AFEP-MEDEF en ce qui concerne le nombre d'administrateurs indépendants au sein du conseil d'administration. En effet, en vertu de ces règles particulières, le conseil d'administration comporte, compte tenu d'un total de 18 membres, 12 administrateurs (dont 6 représentants de l'État et 6 représentants des salariés ou des actionnaires salariés) qui ne peuvent, par définition, répondre aux critères d'indépendance retenus dans le rapport AFEP-MEDEF.

Après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 reprises par la communication du Conseil des Ministres du 7 octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés et sur proposition du Comité des rémunérations, le conseil d'administration d'EDF s'est réuni le 17 décembre 2008 pour approuver ces recommandations.



Salariés / ressources humaines

17

17.1 Développement des compétences	224
17.1.1 Effectifs du Groupe	224
17.1.2 Politique de formation et de mobilité	226
17.2 Égalité des chances	227
17.3 Santé et sécurité - qualité de vie au travail	228
17.4 Sous-traitance	229
17.5 Politique de rémunération globale	229
17.5.1 Politique salariale	229
17.5.2 Intéressement	229
17.5.3 Plan d'Épargne Groupe	229
17.5.4 Plan d'épargne pour la retraite collectif (Perco)	230
17.5.5 Participation des salariés aux résultats	230
17.5.6 Compte-épargne temps (CET)	230
17.5.7 Actionnariat salarié	230
17.5.8 Options de souscription et/ou d'achat d'actions	230
17.5.9 Actions gratuites	230
17.6 Politique sociale	231
17.6.1 Le statut du personnel des Industries Électriques et Gazières	231
17.6.2 Dialogue social et représentation du personnel	231
17.6.2.1 Le dialogue social en France	231
17.6.2.2 La représentation du personnel en France	232
17.6.2.3 Dialogue social et représentation du personnel du Groupe	232
17.6.3 Régime spécial de retraite	233
17.6.4 Régime complémentaire maladie des IEG	234

Les évolutions engagées au sein d'EDF dans le domaine des ressources humaines se sont poursuivies en 2009 : recrutements et renouvellement des compétences dans un contexte de relance des investissements en France, mise en œuvre des dispositifs négociés dans le cadre de la réforme des retraites (régime supplémentaire pour le Groupe, système de prévoyance, etc.).

Des tensions sociales ont eu lieu au sein du groupe EDF en France au printemps 2009, en particulier dans quelques centrales nucléaires, dans un contexte national de revendications sur le pouvoir d'achat. Ces mouvements ont entraîné une perte de production de 17 TWh environ. Le dialogue social a toujours été maintenu, et de nombreux accords ont été signés, à plusieurs niveaux : directions opérationnelles en France, filiales et Groupe. Il faut noter en particulier la signature en 2009 du renouvellement de l'accord Responsabilité Sociale d'Entreprise (voir section

17.6.2.3 (« Dialogue social et représentation du personnel du Groupe ») ci-dessous).

En 2009, EDF a défini son ambition Ressources Humaines pour la première fois au niveau du Groupe.

Présentée au conseil d'administration le 24 juin 2009, cette ambition affiche trois priorités :

- développer nos compétences, enjeu majeur pour les prochaines années ;
- favoriser l'engagement des salariés dans la durée, avec une attention constante à la santé et sécurité, la qualité de vie au travail et une reconnaissance de chacun ;
- introduire davantage de diversité, qui constitue un levier de performance, d'attractivité et de fidélisation des compétences et renforcer notre culture commune.

17.1

Développement des compétences

17.1.1 Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 169 139 personnes au 31 décembre 2009 dont 105 129 pour EDF, ERDF et RTE et 64 010 pour ses autres filiales et participations en France et à l'étranger qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Le tableau ci-dessous indique l'évolution des effectifs physiques de chacune des filiales et participations du Groupe, pondérés par le pourcentage de consolidation financière au cours des trois derniers exercices :



	31 décembre					
	2007		2008		2009	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
EDF, ERDF et RTE(*)	105 322	66	104 929	65	105 129	62
Filiales	53 318	34	55 984	35	64 010	38
TOTAL	158 640	100	160 913	100	169 139	100

(*) Les effectifs d'EDF, ERDF et RTE incluent les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF, d'ERDF et de RTE. Les effectifs d'ERDF comprennent, outre ses effectifs propres, les effectifs du service commun qui se décomposent en salariés 100 % électricité (28 853) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (7 899) avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 75/25.

EFFECTIFS D'EDF, D'ERDF ET DE RTE

Depuis environ 20 ans, les effectifs d'EDF, ERDF et RTE ont diminué chaque année (à l'exception de l'année 2000 où ils ont légèrement augmenté à la suite des embauches liées à la mise en place de l'accord sur la réduction du temps de travail).

Cependant, dans un contexte d'augmentation du nombre de départs en retraite et de développement des activités du Groupe en France et à l'in-

ternational, EDF prévoit de recruter plus de 3 000 personnes par an en France dans les 5 ans dans les métiers nécessitant un renouvellement et un développement des compétences. Ce mouvement a d'ores et déjà été engagé et s'est traduit par 3 500 embauches en 2008 pour EDF SA, ERDF et RTE et 3 700 en 2009. Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs d'EDF, ERDF et RTE entre les différentes Directions/Filiales au 31 décembre 2009 :

	Salariés		
	2007	2008	2009
Domaine Régulé :			
ERDF	36 448	35 156	34 781
RTE ⁽¹⁾	8 550	8 782	8 909
Domaine non Régulé :			
Production et Ingénierie	35 609	36 109	33 976
Commerce	12 337	12 226	11 858
Fonctions centrales ⁽²⁾	8 432	8 713	11 537
CDI et CDD non statutaires	694	709	844
Systèmes électriques insulaires	3 252	3 234	3 224
TOTAL	105 322	104 929	105 129

(1) L'effectif de RTE inclut les personnels non soumis au statut des IEG.

(2) L'effectif des fonctions centrales inclut les salariés de la Direction des Services Partagés créée au 1^{er} janvier 2009.

EFFECTIFS DES FILIALES CONSOLIDÉES (HORS RTE ET ERDF)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations retenues dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2009 :

	Salariés		
	2007	2008	2009
Filiales France :			
(dont Électricité de Strasbourg, Tiru, EDF EN, SOCODEI, Fahrenheit)	3 708	4 599	5 526
EDF Energy (Royaume-Uni – y compris British Energy)	13 158	13 406	20 077
EDF Trading (Royaume-Uni)	426	563	822
EnBW (Allemagne)	9 336	9 445	9 732
Edison (Italie)	1 449	1 450	1 921
Dalkia International	16 070	17 822	17 397
Autres filiales étrangères	9 170	8 699	8 535
Europe de l'Est	6 818	6 585	6 491
Europe de l'Ouest et Méditerranée Afrique	1 946	1 950	1 878
Asie Pacifique	321	74	76
Amériques	85	90	90
TOTAL	53 318	55 984	64 010



17.1.2 Politique de formation et de mobilité

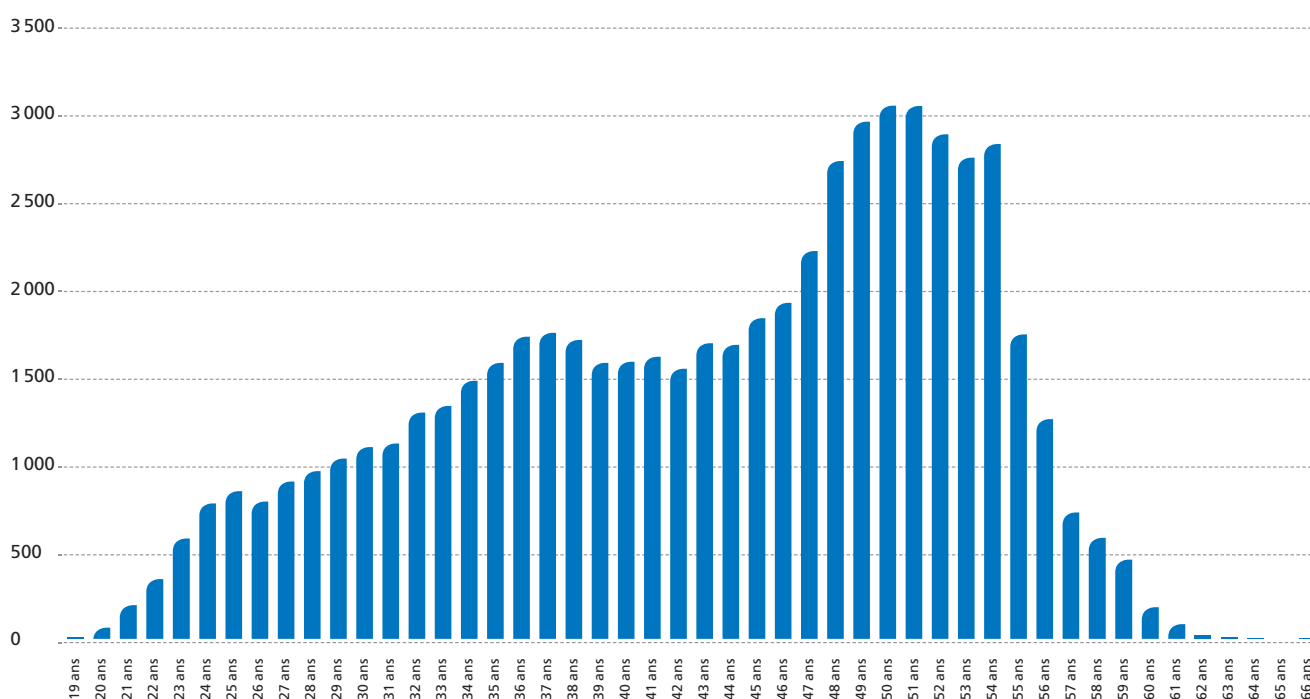
La gestion des compétences est un enjeu décisif pour le Groupe à la fois en termes de performance économique, de renouvellement du professionnalisme et d'intégration.

Le nombre important de départs en retraite et les projets de développement du Groupe nécessitent le renouvellement de personnels très qualifiés dans

plusieurs cœurs de métiers à EDF (production ingénierie), ERDF et RTE. En effet, en raison d'une pyramide des âges déséquilibrée (plus de 65 % des salariés ont plus de 40 ans), les équipes d'exploitation et de maintenance de la Direction de la production et de l'ingénierie en France vont être confrontées au départ en retraite de près de la moitié des effectifs avant 2015. EDF saisit cette opportunité pour adapter le nombre et les profils de ses salariés et poursuivre son programme de redéploiement des métiers en décroissance (tertiaire, fonctions centrales) vers les métiers d'appel.

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges au 31 décembre 2009 :

HISTOGRAMME DES ÂGES EDF - EFFECTIFS STATUTAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2009



Le recrutement et la mobilité au sein du Groupe sont des leviers essentiels pour assurer le renouvellement de ces compétences. Par ailleurs, le Groupe, qui opère dans un contexte de métiers à haute technicité, a toujours consacré un budget important à la formation des salariés, afin d'accompagner en

permanence les évolutions et les parcours professionnels.

Le tableau ci-dessous illustre l'importance de cet effort de formation au sein d'EDF, d'ERDF et de RTE :

	2007	2008	2009
% de la masse salariale consacré à des actions de formation	6,3	6,9	7,2
Nombre d'heures de formation effectuées en moyenne par salarié	40	41	46

En matière de recrutement, EDF, ERDF et RTE ont recruté près de 3 700 personnes en 2009. Dans un environnement de marché du travail très concurrentiel, EDF a renforcé sa communication sur sa marque employeur en direction des jeunes diplômés et modernisé son mode de recrutement (sites Internet, etc.).

Pour adapter leurs métiers et leurs compétences et prendre en compte les projets de développement du Groupe, EDF et ERDF, embauchent depuis 2008 en France, environ 3 000 personnes/an. Dans le nucléaire, l'entreprise recrute plus de 500 ingénieurs par an, trois fois plus que précédemment.

EDF réaffirme que la transmission et le renouvellement des compétences sont une priorité absolue et lancera en 2010 un nouveau programme formation-compétences ambitieux à l'échelle du Groupe qui prévoit la création d'un Campus EDF et une négociation sur la formation au sein du Groupe en France, qui sera élargie progressivement à d'autres pays.

L'accord pour la Gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences, signé le 29 janvier 2010 constitue le premier pas de cette démarche. Il vise notamment à donner aux salariés une plus grande visibilité sur l'emploi et les métiers afin qu'ils puissent bâtir un parcours professionnel motivant.



17.2

Égalité des chances

Alternance

L'accueil des jeunes en alternance vise notamment à offrir, à des jeunes parmi les moins favorisés de la société française, la possibilité de s'engager dans la vie active avec des atouts reconnus que constituent un diplôme et une expérience professionnelle. Pour EDF, ERDF et RTE, les recrutements en apprentissage et contrats de professionnalisation sont une voie complémentaire pour répondre aux besoins de renouvellement de ses compétences internes et de celles de ses principaux partenaires industriels.

Le groupe EDF s'engage à un accompagnement de qualité durant l'insertion professionnelle de ces jeunes, en mobilisant plus de 3 000 salariés, en tant que tuteurs et maîtres d'apprentissage.

EDF et ERDF ont atteint l'objectif fixé en faveur de la formation en alternance en accueillant plus de 4 000 jeunes en alternance (apprentissage et contrats de professionnalisation) au cours de l'année 2009, soit plus de 4 % des effectifs de l'entreprise.

L'apprentissage concerne tous les métiers du Groupe, notamment la production, la distribution et le commerce ainsi que tous les niveaux de diplômes du secteur général et du secteur technique, y compris ceux qui relèvent de l'enseignement supérieur. Cette dynamique sera maintenue en 2010 et EDF France multiplier par 5, dès 2010, le nombre d'offres d'alternance permettant d'accéder au niveau CAP.

Si une partie des jeunes en formation en alternance a vocation à être embauchée par EDF et ERDF afin de participer au renouvellement des compétences, une autre partie pourra trouver un emploi parmi ses prestataires qui sont également confrontés au renouvellement des compétences ou dans des entreprises recherchant des compétences acquises au sein d'EDF et d'ERDF.

Seniors

Le Groupe s'engage dans une nouvelle dynamique concernant les salariés seniors. Actuellement, à EDF, les salariés de 55 ans et plus représentent 8 % des effectifs et les salariés de 50 ans et plus représentent 32 % des effectifs. Une négociation a été engagée au dernier trimestre 2009 à EDF.

Le Groupe s'engage à favoriser le maintien en activité des salariés de 55 ans et plus et à améliorer les conditions de travail des seniors. Il s'agit, notamment, de faire évoluer les représentations actuelles sur le travail des seniors, favoriser la progression de carrière tout au long de la vie professionnelle notamment en jalonnant la seconde partie de carrière, faciliter l'accès à la formation pour les seniors et mieux préparer la transition entre la fin de l'activité professionnelle et le départ à la retraite.

En l'absence d'accord signé avec les organisations syndicales, un plan d'actions a été établi, présenté en Comité Central d'Entreprise en décembre 2009 et sera déployé en 2010, conformément à la législation (décrets du 20 mai 2009).

Diversité / Non discrimination

EDF a signé le 1^{er} juin 2006 un engagement pour promouvoir la diversité et l'égalité des chances dans l'entreprise et prévenir les discriminations. Cet engagement, décliné en plans d'actions dans les directions métiers d'EDF, est aujourd'hui mis en œuvre et suivi dans le cadre d'une revue annuelle dédiée.

EDF a également signé la Charte de la Diversité le 22 septembre 2006.

La politique de diversité d'EDF a donné lieu à la création d'un programme de sensibilisation des managers, des responsables RH et des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité. Le nombre de personnes formées depuis 2009 est un des critères retenus pour le calcul de l'intéressement dans l'accord d'intéressement d'EDF.

Le dispositif de prévention des discriminations de l'entreprise a fait l'objet d'une concertation avec les organisations syndicales en 2009.

Le 25 février 2009, EDF a signé son huitième accord depuis 1989 pour l'intégration professionnelle des personnes handicapées. L'entreprise s'est engagée à recruter dans ce cadre au minimum 4 % de personnes en situation de handicap. 144 travailleurs en situation de handicap ont été recrutés en 2009 par EDF et ERDF. Par ailleurs, EDF et ERDF mènent une action volontaire visant à accueillir chaque année des jeunes en situation de handicap dans le cadre de contrats d'apprentissage ou de professionnalisation (54 en 2009).

Un deuxième accord, relatif à l'égalité professionnelle entre les hommes et les femmes a été signé le 21 décembre 2007. Il engage les signataires autour de six thèmes : l'évolution durable des mentalités, la mixité de l'emploi et des recrutements, l'égalité dans les parcours professionnels, l'égalité des chances dans l'accès à la formation professionnelle, la prise en compte du temps et des conditions de travail et de l'équilibre vie professionnelle - vie privée. Les signataires se sont engagés également à supprimer les écarts salariaux entre les femmes et les hommes le plus rapidement possible et au plus tard pour le 31 décembre 2010. En 2009, l'égalité salariale entre les hommes et les femmes est globalement atteinte (inégalité inférieure à 1 %).

EDF a obtenu fin 2006 le label « Égalité », confirmé en 2008. Ce Label, créé en 2005 à l'initiative des pouvoirs publics avec les partenaires sociaux, est un signe d'exemplarité qui distingue une organisation quelle que soit sa nature juridique œuvrant efficacement et en permanence pour l'égalité et la mixité professionnelles.

Enfin, le groupe EDF organise chaque année au mois de mai, depuis 2008 un *diversity day*. Cette manifestation permet à chaque entité ou filiale du Groupe de mettre en lumière les initiatives qu'elle a prises pour promouvoir la diversité et prévenir les discriminations.



17.3

Santé et sécurité - qualité de vie au travail

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur de l'entreprise.

La nouvelle politique santé-sécurité d'EDF signée par le Président en mars 2009 prend en compte les évolutions de l'environnement professionnel, les nouvelles formes de travail ou encore l'allongement des carrières qui ont fait émerger de nouvelles préoccupations rendant nécessaire la réorientation de la politique. Cette nouvelle politique résulte d'un large dialogue pluridisciplinaire entre les différents acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel). Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations.

Le Comité National d'Orientation et de Suivi, créé en 2003, réunissant les Directions opérationnelles d'EDF procède chaque année à une revue de la politique santé-sécurité pour s'assurer de son déploiement, analyser les indicateurs de résultats associés, vérifier l'efficacité des dispositions retenues et proposer des améliorations.

Depuis 2008, des principes et des indicateurs communs en santé et sécurité sont partagés par l'ensemble des sociétés du Groupe. Les résultats font l'objet d'une information du Comité de Groupe.

EDF a créé en 2007 un « Observatoire national de la qualité de vie au travail », renforcé son dispositif éthique et simplifié ses procédures pour favoriser le management de proximité. L'Observatoire a tenu six réunions depuis sa mise en place le 22 juin 2007. Il constitue un espace de dialogue associant médecins, managers, partenaires sociaux, experts externes. L'observatoire exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commandite des études et formule des recommandations. En 2008, l'Observatoire a recommandé la mise en place du dispositif EVREST (Évolutions et Relations en Santé au Travail) qui permet à l'entreprise de se doter d'un système d'indicateurs croisés santé /travail. Ce dispositif a été décidé et mis en place en 2009 par les médecins du travail sur la base du volontariat. Les premières données seront disponibles en 2010.

En 2009, l'observatoire a formulé des recommandations pour favoriser les équilibres vie professionnelle / vie privée des salariés et notamment prendre en compte la parentalité.

Les valeurs de l'entreprise ont été réaffirmées et ont fait l'objet d'une importante communication interne en 2009 (voir section 6.4.3.1.1 (« Les engagements de Développement Durable »)). Chaque entité a désigné un correspondant éthique et un numéro vert est désormais accessible à tous les salariés en cas de difficultés graves au travail.

Depuis 2008, un appui de médecins spécialisés est apporté 7j/7 et 24h/24 au management, en cas d'événement traumatisant survenu dans leur unité afin de les conseiller et d'organiser tous les secours nécessaires pour les proches des victimes et des équipes de travail.

Le Conseil National de Santé au Travail composé de représentants des métiers et des syndicats, des médecins du travail et des CHSCT, a été institué fin 2008 aux termes d'un accord social.

Accidents du travail

L'effort de prévention et de formation entrepris depuis 10 ans a fortement réduit le nombre d'accidents du travail avec arrêt à EDF et dans les sociétés du Groupe. Les progrès réalisés en 2009 confortent la position d'EDF dans le peloton de tête des entreprises françaises et des énergéticiens européens. Le taux de fréquence en 2009 s'établit à 3,2 (3,4 en 2008) (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année en cours et par million d'heures travaillées). Le taux de gravité pour 2009 se situe à 0,16 (0,17 en 2008) (nombre de jours, décomptés dans l'année en cours d'arrêts calendaires liés à des accidents (y compris ceux consécutifs aux accidents des années antérieures) par milliers d'heures travaillées).

Amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante.

La substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980, et tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités conformément à la réglementation en vigueur. EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise conformément à la réglementation en vigueur.

EDF a signé le 15 juillet 1998 un accord (réactualisé en juin 2002) pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. Suite à cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, a instauré une aide et un complément de pension bénévoles financés par EDF et a fourni un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation.

Pour une description de procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages ») ci-dessous.

Organisation et temps de travail

Depuis le 1^{er} octobre 1999, en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

À fin décembre 2009, 10,8 % du personnel d'EDF a opté pour une réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle de la perte de salaire.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF, d'ERDF et de RTE ou de rétablir dans les délais les plus brefs la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel d'EDF travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.



17.4

Sous-traitance

L'accord sur la sous-traitance socialement responsable au sein d'EDF signé en octobre 2006 a fait l'objet d'un bilan jugé positif par les partenaires sociaux. Cet accord a été reconduit pour une durée indéterminée et met notamment en exergue la volonté de maintenir dans la durée des partenariats industriels et de services dans une logique qui dépasse les intérêts à court terme, afin que les prestataires puissent conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer de manière durable au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme.

Par cet accord, EDF s'engage avec les partenaires sous-traitants dans des actions concrètes et réalistes pour que leurs interventions s'effectuent dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé-sécurité. Un comité de suivi composé des signataires se réunit deux fois par an et examine l'avancement des actions prévues dans le cadre de cet accord.

17.5

Politique de rémunération globale

Pour attirer, motiver et fidéliser les compétences qui permettront de répondre à ses enjeux, EDF développe une politique de rémunération globale positionnant l'entreprise sur les bonnes pratiques observées dans les secteurs comparables.

Cette politique de rémunération globale porte sur :

- la reconnaissance des responsabilités des résultats obtenus à travers la politique salariale ;
- la reconnaissance de la performance collective à travers l'intéressement ;
- l'offre d'épargne salariale et la politique d'abondement ;
- l'actionnariat salarié ;
- les avantages sociaux.

17.5.1 Politique salariale

Dans le respect des contraintes financières et budgétaires, la politique salariale vise à reconnaître de façon équitable la contribution de chacun à la réussite d'EDF.

Pour les cadres, la rémunération fixe annuelle est complétée par une part variable fondée sur la performance individuelle ; ce principe a été étendu à certains salariés OETAM (Ouvrier, Employé, Technicien et Agent de Maîtrise).

En 2009 pour EDF, le salaire brut annuel moyen était de 39 769 euros (base 13 mois) et respectivement de 24 051 euros, 32 574 euros et 53 922 euros pour les collèges exécution, maîtrise et cadre contre respectivement 23 660 euros, 31 941 euros et 53 287 euros en 2008.

17.5.2 Intéressement

EDF a mis en place, via des accords triennaux, un intéressement pour ses salariés depuis plus de 20 ans.

Pour chaque bénéficiaire, l'intéressement est composé de trois parts basées sur des critères et des objectifs négociés au niveau de son unité, de sa direction et de l'entreprise.

Les salariés ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe, soit au plan d'épargne pour la retraite collectif du Groupe.

L'accord signé en juin 2008 porte sur les années 2008 à 2010. Au niveau national, six critères de performance relatifs au Développement Durable ont été retenus pour le calcul de l'intéressement. Sur chaque exercice, le montant de l'intéressement distribué aux salariés dépendra pour la part nationale de l'atteinte des objectifs associés à ces critères. Par ailleurs, des dispositions particulières pour le calcul de l'intéressement ont été intégrées dans l'hypothèse où EDF viendrait à bénéficier, par décision des pouvoirs publics, du régime légal de participation. L'accord prévoit notamment une modération de l'intéressement versé dans cette hypothèse.

En 2009, cet accord a permis de verser aux salariés d'EDF, d'ERDF et de RTE un montant de 196 millions d'euros au titre de l'exercice 2008. Ce montant tient compte d'un supplément d'intéressement collectif versé en application de l'article L. 3314-10 du Code du travail.

17.5.3 Plan d'Épargne Groupe

Le Plan d'Épargne Groupe (PEG) est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PEG.

Six fonds communs de placement dont le FCPE en actions EDF sont ouverts à la souscription ; ils totalisent un encours fin 2009 de 4,3 milliards d'euros. Un septième fonds, le FCPE multi-entreprises d'économie solidaire est ouvert à la souscription depuis le 1^{er} janvier 2010. Les sommes issues de l'intéressement que les salariés affectent au PEG sont abondées à hauteur de 100 %, et les versements volontaires sont abondés à hauteur de 60 % à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35 % pour les 610 euros suivants, le tout dans le respect de la limite des plafonds légaux d'abondement.

Un accord signé le 12 juin 2009 a permis la création d'un nouveau fonds,



le fonds « Emprunt EDF 2014 », permettant aux salariés du Groupe en France de souscrire, via le plan d'épargne Groupe, à l'emprunt obligataire lancé en juin 2009 par EDF auprès des particuliers. Près de 20 000 salariés ont ainsi pu souscrire à cet emprunt pour un montant global d'environ 70 millions d'euros.

En 2009, l'abondement total brut versé par EDF, ERDF et RTE dans le PEG a été de 150 millions d'euros.

17.5.4 Plan d'épargne pour la retraite collectif (Perco)

Conformément aux engagements pris lors de la réforme du régime spécial de retraite, EDF s'est engagé dès 2008 dans la mise en place d'un Plan d'épargne pour la retraite collectif. L'accord de Groupe signé le 17 juillet 2009 permet aux salariés d'EDF et des filiales françaises du Groupe éligibles qui ont adhéré, d'épargner dans le cadre de ce nouveau dispositif.

Deux fonds communs de placement sont proposés aux salariés : un FCPE multi-entreprises d'économie solidaire et le FCPE « CAP HORIZONS » adapté à une épargne de long terme proposant une gamme de gestions évolutives de l'épargne.

Le Perco est ouvert aux salariés d'EDF depuis le 21 septembre 2009 et totalise un encours à fin 2009 de 33,7 millions d'euros. Les sommes issues de l'intéressement et du supplément d'intéressement affectées au Perco sont abondées à hauteur de 100 %, et les versements volontaires sont abondés à hauteur de 100 % pour les 100 premiers euros, 50 % pour les 400 euros suivants et 20 % pour les 1 500 euros suivants. Par ailleurs, un abondement initial de 100 euros a été versé à tout salarié ayant ouvert un Perco en 2009.

Au titre de l'année 2009, l'abondement total brut versé par EDF SA dans le Perco a été d'environ 3 millions d'euros.

17.5.5 Participation des salariés aux résultats

En 2008, EDF a sollicité, auprès du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, son inscription sur la liste des entreprises publiques soumises à la participation des salariés aux résultats de l'entreprise. À ce jour, le dispositif n'a pas été mis en place.

17.5.6 Compte-épargne temps (CET)

En 2009, l'accord CET du 2 avril 2008 a été modifié par avenant pour permettre l'alimentation du Perco par la monétisation de droits acquis.

Au 31 décembre 2009, la valorisation des heures épargnées sur le compte épargne temps des salariés d'EDF, ERDF et RTE, s'élève à 456 millions d'euros.

17.5.7 Actionnariat salarié

Lors de l'ouverture du capital de la Société et plus particulièrement dans le cadre de l'Offre Réserve aux Salariés conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et à la loi n° 86-912 du 6 août 1986, 130 000 salariés et retraités du Groupe sont devenus actionnaires de la Société. Dans le cadre de la cession de 2,5 % du capital d'EDF du 3 décembre 2007, conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et à la loi n° 86-912 du 6 août 1986, une nouvelle Offre Réserve aux Salariés et aux anciens salariés a été proposée du 12 au 22 septembre 2008. Malgré un contexte particulièrement défavorable sur les marchés financiers et un prix affiché avant avantages supérieur au cours, l'offre a été souscrite en moyenne par un salarié sur deux d'EDF et de RTE ainsi qu'un peu plus d'un sur trois au sein d'ERDF. Suite à l'attribution par l'État, le 30 janvier 2009, d'actions gratuites à des souscripteurs de l'Offre Réserve aux Salariés de l'ouverture du capital et à la livraison de 2,7 millions d'actions du plan d'attribution gratuite d'actions ACT 2007, les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2009 près de 45 millions de titres EDF, soit 2,43 % du capital social. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du plan d'épargne Groupe, avec une durée de blocage de 5 ans.

17.5.8 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

17.5.9 Actions gratuites

Le plan d'attribution gratuite d'actions, dénommé ACT 2007, portait sur l'attribution de 2 883 183 actions. C'est un plan pour l'ensemble des salariés du Groupe (à l'exception principalement des salariés d'EnBW et d'Edison), soit environ 150 000 bénéficiaires répartis dans 22 pays. Les modalités de répartition entre les bénéficiaires ont fait l'objet d'un accord collectif signé le 8 juin 2007 par 3 organisations syndicales. Ce plan a conduit à l'attribution de 19,2 actions par salarié bénéficiaire en moyenne, avec un minimum de 10 et un maximum de 50.

L'attribution définitive des actions a été réalisée en 2009, elle était soumise à deux conditions :

- une condition de performance collective, à savoir, une progression pluriannuelle moyenne de l'EBITDA¹ du Groupe d'au moins 3 % par an sur la période 2006-2008. Cette condition a été remplie au 31 décembre 2008.
- une condition de présence continue durant la période d'acquisition.

Ce sont plus de 2,7 millions d'actions qui ont été livrées aux salariés bénéficiaires le 31 août 2009.

¹ Croissance hors effet de périmètre et à principes comptables constants sans prise en compte de la volatilité induite par l'application des normes IAS 32/39.



17.6

Politique sociale

17.6.1 Le statut du personnel des Industries Électriques et Gazières

Au 31 décembre 2009, la quasi-totalité du personnel d'EDF, ERDF et RTE relève du statut du personnel des industries électriques et gazières (IEG)¹. Le statut des IEG a été mis en place par le décret du 22 juin 1946 pris en application de la loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz. Il concerne le personnel en activité et le personnel retraité et pensionné des entreprises de la branche des IEG.

Conformément aux dispositions des articles L. 2233-1 et L. 2233-2 du Code du travail, les dispositions statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut. La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du Service Public de l'Électricité a élargi cette possibilité aux accords collectifs de branche (articles L. 713-1 et L. 713-2 du Code du travail).

Le statut, dans ses principales dispositions, a évolué de la manière suivante :

- le régime spécial d'assurance maladie-maternité réformé par le décret du 30 mars 2006 est désormais géré par la Caisse d'Assurance Maladie des IEG (CAMIEG) ;
- le système des institutions représentatives du personnel (IRP), a fait l'objet d'une réforme imposée par la loi du 9 août 2004, dans le but de l'adapter aux règles du Code du travail. Cette réforme s'est traduite par la modification des articles 3, 31, 33 et 34 du Statut par décret du 11 avril 2007.

Par ailleurs, le régime spécial de retraites a fait l'objet d'une réforme en 2008. Pour tenir compte de cette réforme, l'annexe 3 du Statut a été entièrement réécrite par deux décrets :

- le décret n° 2008-627 du 27 juin 2008 relatif au régime de retraite et d'invalidité du personnel des industries électriques et gazières suite à la réforme du régime spécial (voir section 17.6.3 (« Régime spécial de retraite ») ci-dessous) ;
- le décret n° 2008-1514 du 30 décembre 2008 relatif à certains régimes spéciaux de sécurité sociale et au régime de retraites complémentaire des assurances sociales en faveur des agents non titulaires de l'État et des collectivités publiques. Ce décret a apporté certaines précisions (départ anticipé pour carrières longues, augmentation du taux de la surcote, revalorisation des pensions au 1^{er} avril de chaque année). Les articles 4, 6, 20, 22, 23, 24 et 26 du statut ont été modifiés par le décret n° 2008-653 du 2 juillet 2008 modifiant le statut national du personnel des industries électriques et gazières, pour abroger les conditions d'âge et de nationalité à l'embauche et tenir compte, notamment, de la réforme du régime spécial d'invalidité et de retraite (modification des conditions de mise en inactivité, création d'un congé pour élever un enfant de moins de huit ans, bénéfice des avantages familiaux, etc.).

Pour le reste, le statut comporte un ensemble de dispositions relatives à des domaines analogues à ceux d'autres conventions collectives de branche (classifications, rémunérations, embauche, discipline, congés, etc.).

¹ Le personnel de certaines filiales françaises du Groupe relève également du statut des IEG (par exemple Électricité de Strasbourg).

17.6.2 Dialogue social et représentation du personnel

17.6.2.1 LE DIALOGUE SOCIAL EN FRANCE

Le dialogue social, traditionnellement dense au sein d'EDF, se développe depuis 2004 par un recours généralisé à la négociation collective dans le cadre d'agendas sociaux, qui déterminent sur des périodes de deux ans, en accord avec les organisations syndicales, la liste et le calendrier des négociations à engager.

Le 3^e agenda social, signé par l'ensemble des organisations syndicales (CGT, CFDT, CFTC, FO et CFE-CGC) le 10 juillet 2008 pour la période 2008-2010, arrive à échéance en juillet 2010.

Il prévoit l'engagement de concertations et de négociations dans trois domaines :

- nouvelles perspectives pour les parcours professionnels des salariés : Dans un contexte de mutation des métiers et d'allongement de la vie professionnelle, induit par la réforme des retraites, des négociations sur la Gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences (GPEC) ont permis de signer le 29 janvier 2010, un accord visant notamment à donner aux salariés une plus grande visibilité sur l'emploi et les métiers afin qu'ils puissent bâtir un parcours professionnel motivant. C'est également dans ce cadre qu'a été signé à l'unanimité des organisations syndicales, le 25 février 2009, l'accord 2009-2012 pour l'intégration des personnes handicapées à EDF.
- rémunération globale et protection des salariés : Les dernières négociations ont permis la mise en place dans l'entreprise d'un plan d'épargne retraite collective² (voir section 17.5.4 (« Plan d'épargne pour la retraite collectif »)) et d'un régime supplémentaire de retraite³ (voir section 17.6.3 (« Régime spécial de retraite »)). Le chèque emploi service universel (CESU) a été mis en place le 24 février 2009 par EDF et le Comité de coordination des CMCAS pour la garde des enfants âgés de 3 mois à 3 ans. Cette aide financière est cofinancée à parts égales par l'employeur, le Comité de coordination des CMCAS et le salarié bénéficiaire.
- aménagements des temps et de la qualité de vie au travail des salariés : Un accord a été signé par l'ensemble des organisations syndicales sur la création d'un Conseil National de la santé au travail, instance conventionnelle de dialogue social et de réflexion dans le domaine de la politique de santé au travail⁴. Une négociation relative au temps de travail des cadres est en cours. Conformément à la législation, une négociation sur l'emploi des seniors a été menée en 2009. En l'absence d'accord signé avec les organisations syndicales, un plan d'actions a été établi, présenté en Comité

² Accord du 17 juillet 2009 portant règlement du plan d'épargne pour la retraite collectif du groupe EDF, signé par la CFDT, la CFTC, la CFE-CGC et FO.

³ Accord du 12 décembre 2008 relatif à la mise en place d'un régime supplémentaire de retraite dans le groupe EDF signé par la CFDT, la CFTC et la CFE-CGC.

⁴ Accord d'expérimentation du 19 novembre 2008 portant création d'un Conseil National sur la Santé au Travail à EDF SA, signé par l'ensemble des organisations syndicales.



Central d'Entreprise en décembre 2009, qui sera déployé en 2010 et qui vise à favoriser le maintien en activité des salariés de 55 ans et plus et à améliorer leurs conditions de travail.

17.6.2.2 LA REPRÉSENTATION DU PERSONNEL EN FRANCE

Jusqu'en 2007, EDF et les entreprises de la branche professionnelle des IEG étaient dotés d'instances de représentation du personnel spécifiques.

La loi du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du gaz a imposé à l'ensemble des entreprises de la branche d'adapter leurs institutions représentatives du personnel (IRP) aux dispositions du droit commun.

Les nouvelles IRP ont donc été mises en place lors des dernières élections professionnelles d'entreprise le 29 novembre 2007. Depuis cette date, les organismes statutaires ont fait place aux instances de droit commun : comités d'établissements et Comité central d'entreprise. Par ailleurs, des délégués du personnel ont été élus.

Les mandats des actuels représentants du personnel, d'une durée de 3 ans, arrivent à échéance en novembre 2010. C'est donc à cette date que devront se tenir les prochaines élections professionnelles d'entreprise.

De plus, ces élections conduiront à l'application des dispositions de la loi du 20 août 2008 relative à la démocratie sociale, qui a réformé en profondeur les règles de la représentativité syndicale. Désormais, pour pouvoir être reconnue comme représentative, une organisation syndicale devra justifier d'un score d'au moins 10 % des voix au premier tour des élections au comité d'établissement. Ce premier tour, jusqu'alors réservé aux organisations syndicales représentatives (CGT, CFDT, FO, CFTC et CFE-CGC), sera ouvert à toute organisation syndicale légalement constituée. Il s'agira de la première mesure de l'audience, permettant ainsi de déterminer la représentativité nationale des organisations syndicales.

Par ailleurs, aux termes des dispositions de la loi de démocratie sociale, déjà en vigueur depuis 2008, plusieurs sections syndicales non représentatives ont été créées (8 par SUD, 1 par l'Unsa, 1 par la CFTC), et autant de désignations de représentants de ces sections syndicales.

LA CAISSE CENTRALE D'ACTIVITÉS SOCIALES (CCAS)

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG :

- la Caisse Centrale d'Activités Sociales (CCAS) qui gère les activités au plan national ;
- les Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociales (CAS) qui administrent les activités sociales et culturelles de proximité ou décentralisées ; jusqu'au 1^{er} avril 2007, les CAS géraient également le régime spécial d'assurance maladie des IEG ;
- le Comité de Coordination des CAS : il représente les CAS au plan national. Il est chargé de répartir les ressources entre la CCAS (71 % du 1 % versé par les entreprises de la branche) et les CAS (29 %).

Suite aux négociations menées au sein de la branche des IEG et à la création, au 1^{er} avril 2007, de la Caisse d'Assurance Maladie des IEG (CAMIEG) dédiée à la gestion du régime spécial d'assurance maladie des IEG, la CCAS et les CAS ont désormais en charge la seule gestion des activités sociales.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle organisation de la gestion des activités sociales devrait progressivement être mise en place, conduisant à diminuer le nombre d'organismes et à mutualiser la gestion de certaines fonctions (immobilier, comptabilité, etc.). De nouvelles modalités de gestion des personnels travaillant dans ces organismes sont également à l'étude. Le financement des activités sociales des IEG est assuré par un prélève-

ment de 1 % sur les recettes d'exploitation des entreprises assurant la distribution du gaz et de l'électricité, dont à titre principal EDF, GDF SUEZ et les entreprises locales de distribution. En 2009, le montant comptabilisé par EDF, ERDF et RTE au titre du 1 % est de 307 millions d'euros. S'ajoutent à cela, et conformément aux dispositions de l'article R. 2323-20 du Code du travail, des dépenses liées au transport, à la restauration et au logement qui s'élèvent à 115 millions d'euros en 2009 pour EDF et ERDF.

La CCAS, les CAS et le Comité de Coordination des CAS sont dotés de la personnalité morale et sont pleinement indépendants. La CCAS est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics. Ni EDF, ni aucune autre entreprise de la branche des IEG n'y est représentée.

17.6.2.3 DIALOGUE SOCIAL ET REPRÉSENTATION DU PERSONNEL DU GROUPE

Dans les autres sociétés du Groupe, notamment à l'étranger, la représentation du personnel est organisée selon les lois et règlements applicables localement.

INSTANCES DE DIALOGUE SOCIAL

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'Entreprise Européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe. En mai 2005, une révision de l'accord a permis d'apporter de nouvelles dispositions au fonctionnement de cette instance. Le CEE du groupe EDF est aujourd'hui composé de 33 membres titulaires et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe.

À travers ses groupes de travail, le CEE a été à l'initiative d'un certain nombre de réflexions pour engager l'élaboration de politiques de ressources humaines à l'échelle internationale notamment dans le domaine de la santé-sécurité au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe ou relatives à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la responsabilité sociale du groupe EDF.

Un accord relatif à la création du Comité de Groupe France a été signé le 1^{er} septembre 2008 par les 5 organisations syndicales représentatives. Conformément aux critères légaux, 14 sociétés du groupe EDF (dont RTE et ERDF) ont été intégrées au périmètre du Comité de Groupe, composé de 28 membres titulaires. À ce jour, le Comité de Groupe s'est réuni à deux reprises.

ACCORD-CADRE SUR LA RESPONSABILITÉ SOCIALE D'ENTREPRISE (RSE)

L'accord-cadre RSE d'EDF¹ a été négocié, puis signé le 24 janvier 2005 par l'ensemble des représentants des salariés et organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les quatre fédérations syndicales internationales du secteur d'activité.

Cet accord permet de doter le Groupe d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui s'appliquent à EDF et dans l'ensemble des sociétés qu'elle contrôle dans le respect du principe de subsidiarité. Pour le Groupe, cet accord permet de contribuer à l'amélioration durable des performances, à la construction d'une identité de Groupe, au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social.

En application de cet accord, un dialogue social a été engagé dans l'ensemble des sociétés du Groupe signataires afin d'identifier, de façon concertée, les modalités de mise en œuvre locale et les initiatives à entreprendre de façon prioritaire.

¹ Un Accord-Cadre International (ACI) est un accord négocié entre une entreprise et des syndicats internationaux et/ou nationaux à l'échelle mondiale.



Un bilan de mise en œuvre est réalisé et présenté chaque année à une instance spécifiquement créée, au niveau du Groupe : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe.

Soulignant les progrès réalisés, les signataires ont renégocié un nouvel accord dans le même esprit que le premier. Signé en janvier 2009 pour une période de 4 ans, ce deuxième accord renforce les engagements du Groupe, en particulier sur des sujets comme la sous-traitance, la lutte contre le changement climatique et la biodiversité.

Six thèmes transversaux au Groupe ont fait l'objet d'un approfondissement au sein du Comité en lien avec le management en 2009 : les parcours professionnels, l'anticipation et l'accompagnement social des restructurations industrielles, la lutte contre les discriminations, les relations avec les sous-traitants, les clients vulnérables, ainsi que le partage de l'information et le dialogue social.

17.6.3 Régime spécial de retraite

Le régime de retraite des industries électriques et gazières est un régime spécial de sécurité sociale. Défini dans le cadre du statut du personnel des IEG, le régime spécial s'applique à tout le personnel de la branche professionnelle des IEG. Il a fait l'objet d'une réforme par la loi du 9 août 2004 portant à la fois sur le financement et sur la gestion du régime. Ainsi, depuis le 1^{er} janvier 2005, le régime spécial de retraite est géré par la Caisse Nationale des IEG (« CNIEG »). Cette caisse prend désormais en charge non seulement le risque vieillesse, mais également les risques accidents du travail, maladies professionnelles, invalidité et décès ainsi que les avantages familiaux versés aux inactifs.

Le titre IV de la loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application fixent les principes suivants en matière de financement du régime spécial de retraite des IEG à compter du 1^{er} janvier 2005 :

La pension unique versée par la CNIEG à chaque retraité des IEG est financée :

- pour partie par la CNAVTS, l'AGIRC et l'ARRCO dans le cadre des conventions financières qui ont défini les conditions de l'adossment du régime spécial des IEG aux régimes obligatoires de droit commun. La CNIEG verse aux régimes de droit commun les cotisations acquittées par les salariés et les employeurs de la branche des IEG. En contrepartie, la CNIEG reçoit de ces régimes, les prestations que ceux-ci auraient versées aux anciens salariés (inactifs) des entreprises des IEG s'ils avaient été affiliés aux régimes de droit commun dits régimes de base ;
- conformément aux conventions conclues en 2005 avec l'ARRCO et l'AGIRC pour l'adossment du régime spécial de retraite des IEG aux régimes de retraite complémentaire, les parties aux deux conventions ont engagé ensemble les travaux techniques devant aboutir en 2010 à la fixation définitive des taux de validation des droits acquis avant le 1^{er} janvier 2005 dans le cadre de l'adossment du régime ;
- pour partie par le produit de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA ») perçue sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité ;
- pour le solde, qui correspond aux droits spécifiques de retraite des IEG, par les employeurs.

La réforme du financement des retraites instituée par la loi du 9 août 2004, a été totalement neutre pour les régimes de droit commun, pour les consommateurs d'énergie et pour le budget de l'État.

Sans remise en cause des nouvelles modalités de financement et de gestion du régime spécial de retraite des IEG, une réforme des droits à retraite est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2008. Elle consiste principalement à introduire, comme dans le régime de la Fonction publique (loi du 21 août 2003) les éléments suivants :

- un allongement progressif de la durée d'assurance pour bénéficier d'une pension complète ;
- les dispositifs de décote et de surcote selon la durée d'assurance totalisée, tous régimes confondus, par l'assuré ;
- une règle de revalorisation des pensions de retraite désormais liée à l'évolution des prix et non plus à l'évolution des salaires ;
- des conditions nouvelles, identiques pour les hommes et pour les femmes, pour bénéficier des avantages familiaux en matière de retraite.

Ces modifications, ainsi que la suppression de la condition de durée de services de quinze ans afin de pouvoir bénéficier d'une pension du régime spécial, ont été introduites dans l'annexe 3 du statut national du personnel des IEG par le décret n° 2008-627 du 27 juin 2008. Ce décret a également modifié le régime spécial d'invalidité des IEG.

En outre, le décret n° 2008-653 du 2 juillet 2008, qui supprime les conditions d'âge et de nationalité à l'embauche, a introduit diverses modifications au statut national du personnel et en particulier une limite d'âge à 65 ans. Le décret relatif aux mises en inactivité d'office a été abrogé par le décret n° 2008-1072 du 20 octobre 2008.

Le décret n° 2008-1514 du 30 décembre 2008 a édicté les dispositions suivantes applicables au 1^{er} janvier 2009 :

- mise en œuvre d'un dispositif de départ anticipé pour carrière longue ;
- revalorisation des pensions de retraite et d'invalidité au 1^{er} avril dans les mêmes conditions que celles applicables au régime général et à la fonction publique ;
- augmentation du taux de la surcote comme pour les autres régimes de retraite ;
- suppression du plafond de cumul emploi-retraite dans les mêmes conditions que celles applicables au régime général.

La négociation engagée au niveau de la branche professionnelle des IEG, en novembre 2007 et poursuivie en 2008 pour accompagner l'évolution du régime spécial de retraites a porté simultanément sur les mesures relatives à l'évolution des rémunérations, les mesures d'accompagnement de l'allongement des parcours professionnels, la prise en compte de la spécificité des métiers et sur l'amélioration du dispositif de protection sociale (retraite supplémentaire, prévoyance). La couverture de prévoyance complémentaire obligatoire de branche (capitaux décès, rentes d'éducation) est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2009, de même que le régime de retraite supplémentaire mis en place par le groupe EDF en application de l'accord de branche du 21 février 2008 visant les salariés statutaires. Le Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCO) du groupe EDF au périmètre France a été mis en place, pour EDF, le 21 septembre 2009. Les modalités de financement du régime de retraite supplémentaire comme la politique d'abondement du PERCO sont déterminées au niveau de l'entreprise. Enfin, la négociation de branche sur les services actifs et la prise en compte de la spécificité des métiers s'est achevée fin 2009 et l'accord est ouvert à la signature jusqu'au mois de février 2010.



17.6.4 Régime complémentaire maladie des IEG

Le statut des IEG a institué, pour les personnels actifs et inactifs de la branche, un régime spécial d'assurance maladie, régime légal et obligatoire de sécurité sociale. Le régime est géré par des représentants du personnel élus et des retraités des IEG. Sa gestion, qui était assurée par les Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociale (CAS) et leur Comité de Coordination, a été progressivement transférée à la CAMIEG. Le processus de réintégration des agents mis à disposition des CAS pour la gestion du régime spécial et qui ne souhaitaient pas être recrutés par la CAMIEG s'est achevé fin 2009. Le régime est placé sous la tutelle de l'État qui s'assure du respect des textes statutaires, fixe les règles, le niveau des cotisations et des prestations.

Créée au 1^{er} avril 2007, la CAMIEG met progressivement en place ses services centraux et ses antennes régionales, ainsi que les partenariats avec le régime général. Depuis juillet 2008, la Caisse Primaire d'Assurance Maladie des Hauts-de-Seine effectue le traitement des feuilles de soins (papier et électroniques) pour le compte de la CAMIEG. Toutefois, celle-ci est confrontée à des difficultés de fonctionnement liées à la centralisation du régime et à la pénurie de personnel qualifié disponible sur ce domaine d'activité. Les antennes régionales de la CAMIEG se mettent progressivement en place. À la suite de discussions entre les partenaires de la branche professionnelle menées en plusieurs phases, la réglementation du régime a été modifiée une première fois en 2005 par les décrets du 15 février 2005 relatifs au financement, puis une seconde fois en 2007 par le décret du 30 mars 2007 relatif à l'organisation, la gestion et la gouvernance du régime. Depuis 2005, les employeurs ne participent plus au financement des prestations versées aux retraités.

En 2007, une négociation a été ouverte au niveau de la branche professionnelle, visant à mettre en place une couverture supplémentaire de remboursement des frais de santé. Cette négociation, un temps suspendue, a repris en 2009 pour mettre en place la couverture supplémentaire au 2^e trimestre 2010.

Principaux actionnaires

18

18.1 Répartition du capital et des droits de vote	235
18.2 Marché des titres de la Société	236
18.3 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	237

18.1

Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF était la suivante :

	Situation au 31.12.2009			Situation au 31.12.2008			Situation au 31.12.2007		
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote
État	1 561 973 336	84,48	84,49	1 542 738 898	84,66	84,82	1 546 080 439	84,8	84,8
Institutionnels et particuliers	241 815 830	13,08	13,08	239 497 796	13,15	13,17	240 850 217	13,3	13,3
Actionnariat Salarié ⁽⁴⁾	44 841 827 ⁽¹⁾	2,43	2,43	36 672 396 ⁽²⁾	2,01	2,01	35 110 931 ⁽³⁾	1,9	1,9
Actions auto-détenues	235 669	0,01	-	3 262 000	0,18	-	129 503	0	0
TOTAL	1 848 866 662	100	100	1 822 171 090	100	100	1 822 171 090	100	100

(1) Ce nombre comprend d'une part 40 251 843 actions (représentant 2,18 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (dont 38 816 525 actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du Plan d'épargne groupe EDF et du Plan d'épargne groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,6 millions d'actions, représentant 0,25 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(2) Ce nombre comprend d'une part 32 984 022 actions (représentant 1,81 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (dont 32 587 194 actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du Plan d'épargne groupe EDF et du Plan d'épargne groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part 3 688 374 actions, représentant 0,20 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(3) Ce nombre comprend les actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du Plan d'épargne groupe EDF et du Plan d'épargne groupe EDF International (29 691 771), et les actions souscrites, hors PEG, avec un délai d'incessibilité de 2 ans dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés lors de l'ouverture du capital d'EDF. Ce nombre ne comprend pas les actions souscrites, sans délai d'incessibilité, dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés lors de l'ouverture du capital d'EDF.

(4) Le nombre d'actions inclut les 874,3 parts du compartiment « Énergie Multi » du fonds commun de placement d'entreprise « EDF Actions » correspondant à 8 743 actions de la Société (voir section 21.1.2 (« Autodétention et autocontrôle »)).

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable à la date du 19 janvier 2010, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique :

	nombre d'actions détenues	% du capital
État	1 561 973 336	84,48
Institutionnels Europe hors France	72 367 659	3,91
Institutionnels reste du monde	63 650 594	3,44
Institutionnels France	60 119 520	3,25
Actionnaires individuels	45 678 057	2,47
Actionnariat salarié	44 841 827	2,43
Auto détention	235 669	0,01
TOTAL	1 848 866 662	100

Aucun autre actionnaire ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

18.2 Marché des titres de la Société

Depuis le 21 novembre 2005, les actions EDF sont admises aux négociations sur Nyse Euronext Paris.

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis cette date et jusqu'au 19 mars 2010 :

Cours de l'action EDF depuis l'introduction en bourse jusqu'au 19 mars 2010



(Source : Thomson Reuters)

Le tableau ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société de janvier 2009 au 19 mars 2010 inclus :

Période de cotation	Transactions		Transactions Cours de clôture (en euros)	
	en millions de titres	en millions d'euros ⁽¹⁾	Plus haut	Plus bas
Janvier 2009	26,7	1 061	43,76	37,38
Février 2009	39,7	1 315	38,35	30,51
Mars 2009	39,5	1 137	31,10	27,31
Avril 2009	35,0	1 156	36,92	29,56
Mai 2009	38,5	1 395	38,48	34,41
Juin 2009	26,3	924	37,00	33,94
Juillet 2009	38,1	1 232	34,93	30,83
Août 2009	27,4	965	36,95	33,53
Septembre 2009	43,6	1 708	41,53	35,97
Octobre 2009	39,9	1 576	40,63	38,00
Novembre 2009	31,9	1 215	39,49	37,00
Décembre 2009	19,7	793	41,76	38,90
Janvier 2010	25,4	1 044	42,14	38,92
Février 2010	32,0	1 223	39,39	36,65
Mars 2010 (jusqu'au 19 mars inclus)	21,6	818	38,43	37,01

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour. (Source : Thomson Financial).

ANNÉE 2009

Au cours de l'année 2009, l'action EDF a progressé de 0,1 %, le CAC 40 de 22,3 % tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility a reculé de -0,8 %.

Au 31 décembre 2009, le cours de clôture de l'action EDF était de 41,56 euros (41,50 euros au 31 décembre 2008). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2009 a été de 27,31 euros le 13 mars, et son cours de clôture le plus haut de 43,76 euros le 9 janvier.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2009 s'élevait à 76,8 milliards d'euros.

ANNÉE 2010

Depuis le début de l'année 2010, et jusqu'au 19 mars inclus, l'action EDF a reculé de 9,0 %, le CAC 40 de 0,3 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility de 5,1 %.

Au 19 mars 2010, le cours de clôture de l'action EDF était de 37,81 euros (41,56 euros au 31 décembre 2009). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2010 jusqu'au 19 mars inclus a été de 36,65 euros le 25 février, et son cours de clôture le plus haut de 42,14 euros le 8 janvier.

La capitalisation boursière d'EDF au 19 mars 2010 atteignait 69,9 milliards d'euros.

18.3

Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle.



Opérations avec des apparentés

19

19.1 Relations avec l'État	238
19.2 Relations avec GDF SUEZ	239
19.3 Relations avec le groupe AREVA	239
19.4 Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation	239

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des « Parties liées » au titre de l'exercice 2009 est

indiqué à la note 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

19.1

Relations avec l'État

Au 31 décembre 2009, l'État détenait 84,48 % du capital social et 84,49 % des droits de vote d'EDF. Tel que mentionné à la section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe ») ci-dessus, les modifications du capital ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil de 70 %.

L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires. En particulier, l'État, en tant qu'actionnaire principal, peut, en pratique, déterminer l'issue du vote des actionnaires dans l'élection des administrateurs et plus généralement dans toute question soumise au vote de l'assemblée générale.

L'Agence des Participations de l'État (« APE »), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire dans la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec l'ensemble des Ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe du groupe EDF conclu entre l'État et le groupe EDF 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. Par ailleurs, l'accord a mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les deux Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes, relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières. Ainsi, après vérification des comptes, la Cour des comptes peut également demander communication de tous documents nécessaires à l'accomplissement de sa mission de contrôle, et entendre toute personne de son choix. Enfin, le décret-loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État, permet au Ministre chargé de l'Économie de soumettre EDF aux vérifications de l'inspection générale des finances.

En outre, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de la réglementation applicable et notamment des lois n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993. Enfin, 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. Cette programmation fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Pour plus de détails sur la programmation pluriannuelle des investissements de production, se reporter à la section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus.

L'État et EDF ont conclu le 24 octobre 2005 un contrat portant sur les missions de service public assignées à EDF (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus).

Par ailleurs, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus), et notamment pour les autorisations de construction

et d'exploitation des installations de production et les certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat, pour fixer les tarifs de vente réglementés, et pour fixer les tarifs de transport et de distribution ainsi que le montant de la Contribution aux charges de service public de l'électricité (« CSPE »).

Enfin, EDF fournit de l'électricité à différentes entités du secteur public : les administrations, les collectivités locales et les entreprises du secteur public. Ces entités sont aujourd'hui des clients éligibles pour lesquels EDF est en concurrence avec d'autres fournisseurs d'électricité. Certaines d'entre elles ont fait jouer leur éligibilité et ont changé de fournisseur.

19.2 Relations avec GDF SUEZ

EDF et Gaz de France ont été constitués sous la forme d'EPIC en application de la loi du 8 avril 1946. L'article 5 de cette loi prévoit que des conventions particulières peuvent être conclues entre les deux établissements publics pour l'organisation de services communs ou le transfert à l'un de ces établissements de services relevant de la compétence de l'autre établissement. En application de cette loi, des entités communes avaient été créées au sein d'EDF et de Gaz de France : la Direction de la Distribution devenue EDF GDF Services, la Direction du Personnel et des Relations Sociales (« DPRS »), devenue le Centre National d'expertise et des Relations Professionnelles (« CNERP ») et la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »).

La loi du 9 août 2004 est venue modifier l'article 5 de la loi de 1946 qui prévoit qu'EDF et Gaz de France, alors détenues toutes deux majoritairement par l'État, peuvent créer par convention des services communs. La création de tels services est obligatoire dans le secteur de la distribution pour :

- la construction des ouvrages ;
- la maîtrise d'œuvre des travaux ;

- l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- les opérations de comptage ;
- de manière générale, les autres missions afférentes à ces activités.

En outre, les services communs ainsi créés ont la possibilité de réaliser des prestations pour le compte de certains autres distributeurs.

L'article 27 de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie est venu imposer la création d'un service commun aux deux filiales en charge respectivement de la distribution d'électricité et de gaz, non doté de la personnalité morale.

À la suite de la filialisation des activités de distribution, les deux filiales d'EDF (ERDF) et de Gaz de France (désormais, GDF SUEZ) (GrDF) partagent un service commun conformément au cadre légal. Pour plus de détails concernant l'organisation de ce service commun (voir section 6.2.2.2.4 (« Organisation d'ERDF ») ci-dessus).

19.3 Relations avec le groupe AREVA

Voir section 4.3 (« Facteurs de dépendance »).

19.4 Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ces sociétés. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord de coopération en 2001, qui prévoit les modalités de la coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée et ne pouvait être résilié avant 2006.

EDF a également conclu des conventions de trésorerie avec les filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW et Dalkia), (voir section 7 (« Organigramme - Relations contractuelles intragroupe »)).

Par ailleurs, EDF consent des garanties à certaines de ses filiales, qui figurent dans les engagements hors bilans consolidés du Groupe.

EDF, d'une part, et RTE et ERDF, d'autre part, ont signé des contrats régissant leurs relations techniques et financières.

Les contrats conclus avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence concernent en particulier la vente et l'achat d'énergie.



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

20.1 Informations financières historiques	240
20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009	369
20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes	371
20.4 Politique de distribution de dividendes	372
20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	372
20.4.2 Politique de distribution	372
20.4.3 Délai de prescription	372
20.5 Procédures judiciaires et arbitrages	373
20.5.1 Procédures concernant EDF	373
20.5.2 Procédures concernant les filiales d'EDF	377
20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2009	380
20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	380

20.1

Informations financières historiques

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent Document de Référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 214 à 315) et 20.2 (pages 316 et 317) du Document de Référence 2007 du groupe EDF ;

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2008 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 237 à 343) et 20.2 (pages 344 et 345) du Document de Référence 2008 du groupe EDF.

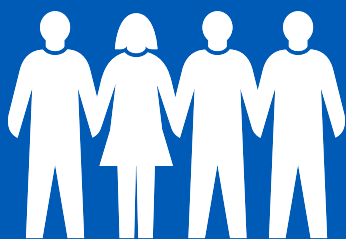
Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 (établis conformément aux normes IAS-IFRS) figurent ci-dessous.

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



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.....	246	Note 5 Opérations majeures de croissance externe.....	277
État du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	247	5.1 BRITISH ENERGY	277
Bilans consolidés.....	248	5.2 SPE.....	280
Tableaux de flux de trésorerie consolidés.....	250	5.3 CONSTELLATION ENERGY NUCLEAR GROUP (CENG)	281
Variations des capitaux propres consolidés.....	251	Note 6 Autres opérations ou événements majeurs	283
Annexe aux comptes consolidés.....	252	6.1 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2009	283
Note 1 Référentiel comptable du Groupe	252	6.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2008	285
1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE.....	252	Note 7 Évolutions du périmètre de consolidation	286
1.2 ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1 ^{er} JANVIER 2009	253	7.1 VARIATIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2009	286
Note 2 Comparabilité des exercices	254	7.2 VARIATIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2008	287
2.1 IMPACT SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT DE L'EXERCICE 2008	255	Note 8 Informations sectorielles	288
2.2 IMPACT SUR LE BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2008	256	8.1 INFORMATIONS PAR SECTEURS OPÉRATIONNELS	288
2.3 IMPACT SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE DE L'EXERCICE 2008	257	8.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES	290
Note 3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	258	Note 9 Chiffre d'affaires.....	290
3.1 BASES D'ÉVALUATION	259	Note 10 Achats de combustibles et d'énergie	291
3.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	259	Note 11 Autres consommations externes	291
3.3 MÉTHODES DE CONSOLIDATION	260	Note 12 Obligations contractuelles et engagements	292
3.4 RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS	261	12.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS.....	292
3.5 MÉTHODES DE CONVERSION	261	12.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ	293
3.6 PARTIES LIÉES.....	262	12.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	294
3.7 CHIFFRE D'AFFAIRES	262	12.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE	295
3.8 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	262	Note 13 Charges de personnel.....	296
3.9 GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES	263	13.1 CHARGES DE PERSONNEL.....	296
3.10 AUTRES ACTIFS INCORPORELS.....	263	13.2 EFFECTIFS MOYENS	296
3.11 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS, IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	264	Note 14 Impôts et taxes	297
3.12 CONTRATS DE CONCESSION	265	Note 15 Autres produits et charges opérationnels.....	297
3.13 ACTIVITÉS DE PROSPECTION, D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES.....	266	Note 16 Prolongation du TaRTAM – loi du 4 août 2008.....	298
3.14 CONTRATS DE LOCATION.....	267	Note 17 Pertes de valeur / reprises.....	299
3.15 PERTES DE VALEUR DES GOODWILL OU DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES OU CORPORELLES	267	Note 18 Autres produits et charges d'exploitation	300
3.16 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS.....	268	Note 19 Résultat financier	300
3.17 STOCKS ET EN-COURS.....	271	19.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	300
3.18 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	271	19.2 CHARGE D'ACTUALISATION	301
3.19 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	272	19.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	301
3.20 CAPITAUX PROPRES.....	272	Note 20 Impôts sur les résultats.....	302
3.21 ACTIONS PROPRES	272	20.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT.....	302
3.22 PROVISIONS	272	20.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE	303
3.23 AVANTAGES DU PERSONNEL.....	273	20.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE.....	304
3.24 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS.....	274	20.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT	304
3.25 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT.....	275	20.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES.....	304
3.26 DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES	275		
3.27 RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	276		
3.28 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES	276		
Note 4 Événements réglementaires survenus en France en 2009	276		
4.1 CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES.....	276		
4.2 LOIS SRU – UH (RELATIVES À LA SOLIDARITÉ ET AU RENOUVELLEMENT URBAIN – URBANISME ET HABITAT).....	277		

Note 21	Goodwill	305	Note 36	Avantages du personnel	338
Note 22	Autres actifs incorporels	306	36.1	VARIATION DES PROVISIONS	338
22.1	AU 31 DÉCEMBRE 2009.....	306	36.2	PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	339
22.2	AU 31 DÉCEMBRE 2008.....	306	36.3	PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL.....	341
Note 23	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	307	36.4	VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION ET DES ACTIFS DE COUVERTURE.....	341
23.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	307	36.5	DÉCOMPOSITION DE LA VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE ..	343
23.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS).....	308	36.6	CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	343
Note 24	Immobilisations en concessions des autres activités	309	Note 37	Autres provisions et passifs éventuels	344
24.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS.....	309	37.1	AU 31 DÉCEMBRE 2009	344
24.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)	310	37.2	AU 31 DÉCEMBRE 2008	344
Note 25	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	311	37.3	AUTRES PROVISIONS.....	345
25.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ..	311	37.4	PASSIFS ÉVENTUELS.....	345
25.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)	312	Note 38	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler	346
25.3	OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	313	Note 39	Passifs financiers courants et non courants	346
Note 26	Titres mis en équivalence	314	39.1	RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	346
Note 27	Actifs financiers courants et non courants	315	39.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES.....	347
27.1	RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	315	39.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	350
27.2	VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS HORS DÉRIVÉS	316	39.4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	351
27.3	DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS.....	316	39.5	GARANTIES SUR EMPRUNTS	352
27.4	JUSTE VALEUR DES ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI.....	319	Note 40	Gestion des risques financiers	352
27.5	ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS.....	320	Note 41	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	353
Note 28	Stocks	321	41.1	COUVERTURE DE JUSTE VALEUR.....	354
Note 29	Clients et comptes rattachés	322	41.2	COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	354
Note 30	Autres débiteurs	323	41.3	COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER	354
Note 31	Trésorerie et équivalents de trésorerie	323	41.4	IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES ..	355
Note 32	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	324	41.5	COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES	357
Note 33	Capitaux propres	324	Note 42	Instruments dérivés non comptabilisés en couverture	358
33.1	CAPITAL SOCIAL.....	324	42.1	DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION.....	358
33.2	ACTIONS PROPRES.....	325	42.2	DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	359
33.3	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	325	42.3	CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE.....	360
33.4	RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION	325	Note 43	Fournisseurs	361
33.5	GESTION DU CAPITAL	326	Note 44	Autres créiteurs	361
Note 34	Provisions	326	Note 45	Contribution des coentreprises	362
Note 35	Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction	327	Note 46	Parties liées	363
35.1	VARIATION DES PROVISIONS	327	46.1	TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION.....	363
35.2	PROVISIONS D'EDF	329	46.2	RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	363
35.3	PROVISIONS NUCLÉAIRES DE BRITISH ENERGY	334	46.3	RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	364
35.4	PROVISIONS D'EnBW	336	Note 47	Environnement	365
35.5	PROVISIONS DE CENG	337	47.1	QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	365
35.6	AUTRES FILIALES.....	338	47.2	CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	365
			47.3	CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUELABLE	366
			Note 48	Événements postérieurs à la clôture	366
			48.1	EDF	366
			48.2	EnBW	366
			Note 49	Périmètre de consolidation	367



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 créiteurs	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 créiteurs	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	252
1.2 Évolution des principes comptables au 1 ^{er} janvier 2009	253

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	255
2.2 Impact sur le bilan au 31 décembre 2008	256
2.3 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2008	257

– 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

(en millions d'euros)	31/12/2008 publié	Impacts IAS 23 et trading Edison	31/12/2008 retraité
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

(en millions d'euros)	31/12/2008 publié	Impacts IAS 23 et trading Edison	31/12/2008 retraité
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 :

(en millions d'euros)	31/12/2008 publié	Impacts IAS 23	31/12/2008 retraité
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	259
3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe	259
3.3 Méthodes de consolidation	260
3.4 Règles de présentation des états financiers	261
3.5 Méthodes de conversion	261
3.6 Parties liées	262
3.7 Chiffre d'affaires	262
3.8 Impôts sur les résultats	262
3.9 Goodwill et regroupements d'entreprises	263
3.10 Autres actifs incorporels	263
3.11 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	264
3.12 Contrats de concession	265
3.13 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures	266
3.14 Contrats de location	267
3.15 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles	267
3.16 Actifs et passifs financiers	268
3.17 Stocks et en-cours	271
3.18 Clients et comptes rattachés	271
3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie	272
3.20 Capitaux propres	272
3.21 Actions propres	272
3.22 Provisions	272
3.23 Avantages du personnel	273
3.24 Passifs spécifiques des concessions	274
3.25 Subventions d'investissement	275
3.26 Dépenses environnementales	275
3.27 Résultat net par action et résultat net dilué par action	276
3.28 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées	276

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'arrêt 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'arrêt 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'arrêt.

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 (concedant 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 concessions 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	276
4.2 Lois SRU – UH (relatives à la solidarité et au renouvellement urbain – urbanisme et habitat)	277

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

Opérations majeures de croissance externe

5

5.1 British Energy

277

5.2 SPE

280

5.3 Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

281

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.

- 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	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 exerçable 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'arrêtés 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	283
6.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2008	285

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'arrêtés 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	286
7.2 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2008	287

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	288
8.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	290

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	292
12.2 Engagements de livraison d'électricité	293
12.3 Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation	294
12.4 Obligations et engagements en matière de location simple	295

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 BE ZRt.

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

296

13.2 Effectifs moyens

296

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 indicel. 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	300
19.2 Charge d'actualisation	301
19.3 Autres produits et charges financiers	301

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	302
	20.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective	303
	20.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	304
	20.4 Déficits reportables et crédits d'impôt	304
	20.5 Impôt constaté en capitaux propres	304

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⁾

	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

306

22.2 Au 31 décembre 2008

306

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	307
23.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	308

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	309
24.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	310

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	311
25.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	312
25.3 Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement	313

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	315
	27.2 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés	316
	27.3 Détail des actifs financiers	316
	27.4 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti	319
	27.5 Engagements liés aux investissements	320

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) + / () : 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 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 historiquement 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.

<i>(en millions d'euros)</i>	Juste valeur 31/12/2009	Juste valeur 31/12/2008
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 indicielle 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. Pàris Mouratoglou et la société de droit luxembourgeois SIF - Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignées 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'élevé 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

<h1>33</h1>	33.1 Capital social	324
	33.2 Actions propres	325
	33.3 Distributions de dividendes	325
	33.4 Résultat net et résultat net dilué par action	325
	33.5 Gestion du capital	326

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	327
35.2 Provisions d'EDF	329
35.3 Provisions nucléaires de British Energy	334
35.4 Provisions d'EnBW	336
35.5 Provisions de CENG	337
35.6 Autres filiales	338

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 usé	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'arrêt 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 :

	Coûts provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2009	2008	2009		2008	
(en millions d'euros)			+ 0,25 %	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible usé	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 utilisé	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 utilisé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible utilisé provenant des autres centrales est 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 utilisé.

(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 1^{er} 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	338
	36.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	339
	36.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	341
	36.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture	341
	36.5 Décomposition de la valeur des actifs de couverture	343
	36.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	343

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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	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 soulte 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'élevaient 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	344
	37.2 Au 31 décembre 2008	344
	37.3 Autres provisions	345
	37.4 Passifs éventuels	345

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	346
39.2 Emprunts et dettes financières	347
39.3 Endettement financier net	350
39.4 Évolution de l'endettement financier net	351
39.5 Garanties sur emprunts	352

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 :

(en millions d'euros)	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 (en millions)	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	354
41.2 Couverture de flux de trésorerie	354
41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger	354
41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	355
41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	357

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				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				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	358
42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction	359
42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	360

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			Total	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
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2009
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
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2008
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 créiteurs

44

Les éléments constitutifs des autres créiteurs 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

<i>(en millions d'euros)</i>	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
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

<i>(en millions d'euros)</i>	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre* d'affaires	Excédent brut d'exploitation
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	363
46.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	363
46.3 Rémunération des organes d'administration et de Direction	364

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	365
47.2 Certificats d'économies d'énergie	365
47.3 Certificats d'énergie renouvelable	366

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

366

48.2 EnBW

366

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.



20.2

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009

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 Electricité de France S.A., 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.



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

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



20.3

Honoraires des Commissaires aux comptes

Les honoraires relatifs à l'exercice financier 2009, pour EDF et ses filiales intégrées globalement, pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs, se décomposent comme suit pour chaque réseau :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit :				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Émetteur	3 428	25,8	3 534	40,3
• Filiales intégrées globalement	5 755	43,3	4 096	46,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
• Émetteur	1 157	8,7	995	11,4
• Filiales intégrées globalement	1 543	11,6	9	0,1
SOUS-TOTAL	11 883	89,4	8 634	98,5
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement :				
Juridique, fiscal, social	895	6,7	99	1,1
Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	525	3,9	37	0,4
SOUS-TOTAL	1 420	10,6	136	1,5
TOTAL	13 303	100	8 770	100

Le collège des Commissaires aux comptes d'EDF a été renouvelé, à compter de l'exercice 2005, pour six ans.

Le montant des honoraires a été validé contradictoirement avec chacun des deux réseaux.

En 2009, les honoraires du réseau KPMG comprennent les diligences opérées dans le cadre de prestations directement liées à la mission de Commissaire aux comptes rendues lors de l'acquisition d'entités.

RAPPEL DES INFORMATIONS COMMUNIQUÉES AU TITRE DE L'EXERCICE FINANCIER 2008 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit :				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Émetteur	3 494	33,8	3 257	32,8
• Filiales intégrées globalement	4 537	44,0	3 937	39,6
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
• Émetteur	706	6,8	2 707	27,2
• Filiales intégrées globalement	973	9,4	26	0,3
SOUS-TOTAL	9 710	94,0	9 927	99,9
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement :				
Juridique, fiscal, social	324	3,2	4	0,0
Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	291	2,8	6	0,1
SOUS-TOTAL	615	6,0	10	0,1
TOTAL	10 325	100	9 937	100

En 2008, les honoraires du réseau KPMG comprennent les diligences opérées dans le cadre de prestations directement liées à la mission de Commissaire aux comptes rendues lors de l'acquisition d'entités.



20.4

Politique de distribution de dividendes

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

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

Exercice	Nombre d'actions	Dividende par action	Dividende total distribué en euros déduction faite des actions auto-détenues	Date de versement du dividende
2006	1 822 171 090	1,16 euro	2 113 624 504,40 euros	4 juin 2007
2007	1 822 171 090	1,28 euro	2 330 266 755,20 euros ⁽¹⁾	2 juin 2008
2008	1 822 171 090	1,28 euro	2 328 200 485,12 euros ⁽²⁾	3 juin 2009

1. Dont 1 056 809 460,08 euros versés le 30 novembre 2007 à titre d'acompte sur dividende.

2. Dont 1 164 067 897,60 euros versés le 17 décembre 2008 à titre d'acompte sur dividende.

Par ailleurs, le 5 novembre 2009, le conseil d'administration, sur autorisation de l'assemblée générale des actionnaires, a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2009, payable en numéraire de 0,55 euro par action ou en actions nouvelles au prix d'émission de 35,13 euros (voir section 20.4.2 (« Politique de distribution »)).

La mise en paiement le 17 décembre 2009 des dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786,00 euros suite à l'émission de 26 695 572 actions. Le montant total de l'acompte (déduction faite des actions auto-détenues) s'élève à 1 002 006 770,05 euros.

20.4.2 Politique de distribution

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

Le 5 novembre 2009, sur autorisation de l'assemblée générale des actionnaires, le conseil d'administration a décidé le versement d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice en cours de 0,55 euro par action, pour un montant total de 1 milliard d'euros. Il a été proposé aux actionnaires d'opter pour le paiement de la totalité de leur acompte sur dividende ainsi mis en distribution, soit en numéraire, soit en actions nouvelles.

Plus de 302 000 actionnaires d'EDF, dont l'Etat et les FCPE (Fonds Commun de Placement Entreprise) actionnariat salarié ont choisi ce mode de paiement, représentant 93,6 % des droits exercés.

Au total, fin 2009, 26 695 572 actions nouvelles ont été émises à 35,13 euros, représentant 1,47 % du capital. Cette opération a conduit à un renforcement des fonds propres du Groupe de 937 815 444 euros.

Le conseil d'administration, lors de sa réunion du 10 février 2010, a décidé de proposer à l'assemblée générale des actionnaires le versement d'un dividende de 1,15 euro par action au titre de l'exercice 2009. Compte tenu de l'acompte de 0,55 euro par action versé en décembre 2009, le solde devrait s'élever à 0,60 euro par action et être mis en paiement en juin 2010, sous réserve de l'accord des actionnaires.

20.4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.



20.5

Procédures judiciaires et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives.

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

À l'exception des procédures décrites ci-dessous ainsi que des procédures et/ou enquêtes décrites au chapitre 6 du présent Document de Référence, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure gouvernementale, judiciaire ou d'arbitrage (y compris en suspens ou dont elle est menacée), susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

20.5.1 Procédures concernant EDF

AIDES D'ÉTAT

Par une lettre du 16 octobre 2002, la Commission européenne a engagé une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros comprenant le principal de l'aide d'État à rembourser et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes et l'État français (devenu Tribunal de Première Instance de l'Union européenne depuis l'entrée en vigueur du Traité de Lisbonne le 1^{er} décembre 2009) a déposé le 14 novembre 2004, un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. Suite à une audience qui s'est tenue le 25 novembre 2008, le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003. Cet arrêt n'est pas suspensif et l'Etat a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. La Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal.

AMIANTE

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

En France, EDF a fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2009, de 531 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une faute inexcusable peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

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

À fin décembre 2009, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de FIE s'élève à environ 19,8 millions d'euros.

Au 31 décembre 2009, une provision de 30 millions d'euros est comptabilisée dans les comptes d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

KALIBRAXE

La société KalibraXE a saisi le Conseil de la concurrence, le 22 janvier 2007, au sujet de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été, selon cette société, mises en œuvre par EDF. Cette saisine a été accompagnée d'une demande de mesures conservatoires.

Sur le fond, la société KalibraXE soutient que les pratiques mises en œuvre par EDF auraient notamment pour objet et pour effet « d'éliminer purement et simplement la société KalibraXE et plus généralement toute nouvelle concurrente sur le marché » et « empêchent le consommateur final de choisir librement son fournisseur ou d'opérer un approvisionnement auprès de plusieurs fournisseurs ».

Considérant en outre que ces pratiques, d'une part, lui font perdre « non seulement l'opportunité de conclure de nouveaux contrats mais aussi la possibilité de poursuivre ses relations contractuelles avec ses clients existants, ne pouvant rentabiliser ses investissements » et, d'autre part, constituent une atteinte aux intérêts des consommateurs ainsi qu'aux intérêts du secteur ou de l'économie générale, la société KalibraXE demande le prononcé de mesures conservatoires, en particulier la suspension des clauses d'exclusivité dans les contrats d'EDF.

Le 25 avril 2007, le Conseil de la concurrence a considéré la saisine recevable au fond mais a rejeté les mesures conservatoires demandées par KalibraXE.

Le Conseil, à titre conservatoire, a toutefois enjoint à EDF de modifier ses conditions générales de vente, d'informer sa clientèle ayant exercé son éligibilité qu'aucune pénalité n'est encourue à l'échéance normale du contrat et de communiquer au Conseil un exemplaire des conditions générales de vente modifiées. KalibraXE a fait appel de cette décision et, le 26 juin 2007, la Cour d'appel de Paris a rejeté son recours.

L'instruction au fond est actuellement poursuivie par l'Autorité de la Concurrence (qui s'est substituée au Conseil de la concurrence en vertu de l'ordonnance n° 2008-1161 du 13 novembre 2008).



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

SOLAIRE DIRECT

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

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

Au cours de sa séance du 24 février 2009, le Conseil de la concurrence a décidé d'écarter la proposition d'engagements et de prononcer des mesures conservatoires relatives aux modalités de commercialisation des offres globales photovoltaïques par EDF ENR et de procéder à l'instruction au fond de la saisine de Solaire Direct. À ce stade de l'instruction, l'Autorité estime que les moyens de communication utilisés par EDF entretiennent une confusion entre, d'une part, le rôle d'EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et d'autre part, l'activité concurrentielle de sa filiale.

Dans sa décision 09-MC-01 du 8 avril 2009, l'Autorité de la Concurrence (qui s'est substituée au Conseil de la concurrence en vertu de l'ordonnance n° 2008-1161 du 13 novembre 2008) enjoint ainsi à EDF :

- de supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel d'EDF (lettre Bleu Ciel, facture de fourniture d'électricité EDF, publicités, etc.) toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque ;
- de faire cesser, par les agents répondant au 3929, toute référence aux services offerts par EDF ENR ;
- de mettre fin à toute communication, à EDF ENR, d'informations recueillies par le 3929. Cette injonction vise la prise de rendez-vous mais aussi la transmission de renseignements sur les personnes intéressées par la production d'énergie photovoltaïque ;
- de ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés.

EDF devait se conformer à ces injonctions au plus tard le 14 mai 2009, ce qui a été fait.

Au terme de cette instruction au fond (entre 12 et 18 mois), si l'Autorité de la Concurrence devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre par EDF, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière, en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise et leur montant maximum potentiel est de 10 % du montant du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise concernée.

EPR

Divers recours, concernant les travaux préparatoires de l'EPR, ont été déposés par des associations devant le Tribunal administratif de Caen :

- un recours en référé pour la suspension des travaux datant du 11 octobre 2006, contre le permis de construire. L'audience devant le Tribunal administratif de Caen est intervenue le 24 octobre et le recours a été rejeté le 26 octobre 2006 pour défaut d'urgence ;
- deux recours en annulation contre le permis de construire délivré par le préfet, déposés le 23 août et le 11 octobre 2006 et deux recours en annulation datant du 11 septembre 2006 contre l'autorisation de travaux sur le domaine public maritime et celle relative aux installations et travaux divers délivrées par le préfet. Ces divers recours ont été rejetés par jugement du Tribunal administratif de Caen en date du 15 mars 2007.

Des recours en annulation contre le décret d'autorisation de création ont été déposés par trois associations devant le Conseil d'État le 5 juin 2007. Ces recours ont été rejetés par le Conseil d'État dans un arrêt en date du 23 avril 2009.

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.

Le Groupe est également partie à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'URSSAF de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature. Au 31 décembre 2009, une provision de 223 millions d'euros figurait dans les comptes consolidés d'EDF au titre des litiges avec les organismes sociaux.

LITIGES EN MATIÈRE ENVIRONNEMENTALE

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

LITIGES EN MATIÈRE FISCALE

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.



OUVERTURE PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE D'UNE PROCÉDURE À L'ENCONTRE DU GROUPE EDF CONCERNANT LES CONTRATS LONG TERME DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

EDF et Électricité de Strasbourg ont reçu le 23 décembre 2008 une communication de griefs de la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne relative aux contrats à long terme de fourniture d'électricité conclus en France avec des grands consommateurs industriels d'électricité.

La Commission européenne considère que « ces contrats pourraient empêcher les clients de s'adresser à d'autres fournisseurs, réduisant ainsi la concurrence sur le marché, en particulier au regard de la nature exclusive et la durée des contrats et de la part du marché concernée par ceux-ci. Dans ces mêmes contrats, la revente d'électricité apparaît restreinte. Ces pratiques pourraient constituer des infractions aux règles du traité CE sur les abus de position dominante (article 82). En particulier, ces pratiques pourraient avoir rendu difficiles l'entrée et l'expansion des fournisseurs sur les marchés français de l'électricité, et avoir rendu le marché de négoce d'électricité moins liquide ».

EDF a soumis des propositions d'engagements en vue de répondre aux préoccupations de concurrence de la Commission européenne en décembre 2008. Ces engagements garantissent notamment qu'en moyenne 65 % des volumes d'électricité qu'elle fournit à ses grands clients industriels en France seront remis sur le marché chaque année.

La Commission a adopté le 17 mars 2010 une décision rendant ces engagements effectifs pendant 10 ans et mettant ainsi fin à la procédure contentieuse en cours.

ALCAN SAINT-JEAN-DE-MAURIENNE

Le 31 décembre 1985, EDF, Pechiney (devenue Alcan France) et Aluminium Pechiney ont signé un contrat de fourniture d'énergie (2 TWh) destiné en priorité à la fourniture de l'usine Pechiney d'aluminium primaire de Saint-Jean-de-Maurienne, aux termes duquel EDF s'engage à fournir des volumes d'électricité, à un prix déterminé. La durée du contrat a été modifiée par avenants ; le contrat expire le 31 décembre 2012 pour le site de Saint-Jean-de-Maurienne.

Suite à divers courriers d'Alcan France demandant une prolongation du contrat, Alcan France et Aluminium Pechiney ont signifié à EDF le 2 août 2007 une assignation à comparaître devant le Tribunal de commerce de Paris le 21 septembre 2007 pour une première audience de procédure.

Après plusieurs reports, les plaidoiries ont été fixées au 26 octobre 2009. Par décision rendue lors de son audience du 18 janvier 2010 le Tribunal de commerce a intégralement rejeté les demandes d'Alcan.

REE

EDF et Red Electrica de Espana (REE) avaient conclu au début des années 1990 des contrats portant sur la mise à disposition d'une production d'énergie sur l'interconnexion France-Espagne. Ces contrats ont bénéficié depuis leur signature d'une priorité d'accès à l'interconnexion qui a ultérieurement été déclarée contraire au droit européen par la Cour de Justice des Communautés Européennes (devenue Cour de Justice de l'Union européenne depuis l'entrée en vigueur du Traité de Lisbonne le 1^{er} décembre 2009) dans son arrêt du 7 juin 2005.

La Commission européenne a enjoint les régulateurs nationaux de supprimer les droits d'accès prioritaires à l'interconnexion et de mettre en place, pour toutes les transactions, un mécanisme d'enchères pour l'acquisition de ces

droits. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) s'est conformée à cette injonction par une décision du 1^{er} décembre 2005.

EDF et REE qui devaient alors s'entendre sur les conditions de prélèvement de l'énergie et sur l'acquisition des droits d'accès à l'interconnexion pour que REE puisse l'importer en Espagne sont parvenus à un accord à partir de juin 2006, mais n'ont pu s'entendre pour les premiers mois de l'année 2006.

REE a initié une procédure d'arbitrage international à l'encontre d'EDF et EDF Trading, notifiée par la Chambre de Commerce Internationale (CCI) le 13 juin 2007, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice qu'elle allègue. EDF a fait état également du préjudice que lui a causé REE durant cette période. Le litige est circonscrit aux livraisons sur la période de janvier à mai 2006.

L'acte de mission du Tribunal arbitral a été signé le 19 janvier 2008. Le Tribunal arbitral a rendu une sentence partielle le 29 mai 2008 mettant, notamment, hors de cause EDF Trading.

Le 12 octobre 2009, le Tribunal arbitral a rendu une sentence qui a fait l'objet d'une requête en rectification sur laquelle le Tribunal arbitral a statué le 23 février 2010.

La conclusion définitive de l'arbitrage est attendue en 2010.

ARCELOR

EDF et Usinor (devenue Arcelor) ont conclu un contrat-cadre de vente d'énergie électrique le 30 novembre 1999. Ce contrat-cadre indiquait que les sites d'Usinor, lorsqu'ils deviendraient éligibles, pourraient remplacer leurs « Contrats Existants » par de nouveaux « Contrats de Vente » conclus aux conditions du contrat-cadre. Cette clause d'intégration a été appliquée à plusieurs reprises lorsque les conditions contractuelles étaient remplies.

Suite à la restructuration du Groupe, Arcelor a demandé en septembre 2006 d'intégrer les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny.

EDF a refusé l'extension automatique du contrat-cadre en indiquant à Arcelor que l'extension ne pourrait intervenir qu'à des conditions de prix à définir entre les parties. En dépit de plusieurs réunions, il n'a pas été possible de trouver un terrain d'entente et Arcelor, les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny ont assigné EDF le 29 janvier 2007 sur le fond et à bref délai, devant le Tribunal de commerce de Paris.

Le Tribunal de commerce de Paris a rendu sa décision le 4 juillet 2007. Ce dernier a :

- ordonné à EDF de signer un contrat de fourniture aux conditions du contrat-cadre avec les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny, à partir de la date de prise d'effet de la résiliation des contrats avec leur fournisseur ;
- condamné EDF au paiement de dommages-intérêts au bénéfice des trois sociétés ;
- ordonné une expertise aux fins de calculer le préjudice subi par les trois sociétés ;
- fixé à 2 500 euros le montant de la provision à consigner à cet effet par Arcelor France ; et
- condamné EDF à payer à chacune des trois demanderesse la somme de 25 000 euros au titre de l'article 700 du Code de procédure civile et ordonné l'exécution provisoire du jugement.

EDF a fait appel de la décision du Tribunal de commerce et la Cour d'appel a rendu sa décision le 5 novembre 2008. Elle a débouté EDF et donné droit aux demandes d'Arcelor, à savoir :



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

- l'intégration des sociétés Mittal Steel Gandrange et Métallurgique de Révigny dans le périmètre du contrat cadre, le fait que les sociétés aient fait jouer leur éligibilité de manière préalable étant indifférent ;
- la réparation du préjudice causé par le refus d'EDF d'intégrer les sites concernés dans le périmètre du contrat-cadre (sur la base du rapport d'expertise ordonné par les juges de première instance).

EDF a décidé de ne pas se pourvoir en cassation contre la décision de la Cour d'appel de Paris.

Le Tribunal de commerce de Paris s'est prononcé le 23 juin 2009 sur le montant du préjudice défini par l'expert. Le Tribunal a suivi les conclusions de l'expert (à l'exception du taux retenu pour le financement de la trésorerie) et évalué le préjudice pour les deux sociétés à 9 847 913 euros. Cette somme a été réglée par EDF à ArcelorMittal.

Le 21 décembre 2007, suite à la prise de contrôle d'ArcelorMittal France sur la société ArcelorMittal Wire France (AMWF), qui contrôle elle-même la société ArcelorMittal Manois (AMM), ArcelorMittal France a sollicité l'intégration au contrat-cadre de six nouveaux sites appartenant aux sociétés AMWF et AMM. La procédure de conciliation n'ayant pas abouti, ArcelorMittal France, AMWF et AMM ont, par exploit en date du 5 mars 2008, fait assigner EDF à bref délai devant le Tribunal de commerce de Paris afin de solliciter l'intégration au contrat cadre du 30 novembre 1999 desdits sites.

Le Tribunal de commerce de Paris qui a rendu sa décision le 29 juin 2009, a condamné EDF :

- au paiement de dommages et intérêts (montant à définir par un expert) ;
- au paiement de la somme de 25 000 euros à chaque société demanderesse au titre de l'article 700 du CPC.

Cependant, les parties ont préféré mettre un terme à ce litige par la conclusion d'un protocole transactionnel le 18 décembre 2009 aux termes duquel elles se sont mises d'accord sur le montant du préjudice d'ArcelorMittal.

GREENPEACE

Une information judiciaire est en cours au Tribunal de Nanterre sous la qualification de « recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données » suite aux déclarations d'un informaticien d'une société tierce, indiquant avoir procédé à l'intrusion informatique de l'ordinateur de M. Yannick Jadot, ex porte-parole de Greenpeace courant 2006 à la demande d'un salarié d'EDF. La demande de constitution de partie civile d'EDF qui a été déclinée par le juge d'instruction, est pendante devant la Cour de cassation. Le salarié visé et son supérieur hiérarchique ont été mis en examen respectivement les 24 mars et 10 juin 2009 et ont fait l'objet d'une mutation d'office à titre de sanction disciplinaire. EDF a été mis en examen le 26 août 2009.

BUGEY

EDF a obtenu l'autorisation de procéder à la déconstruction complète de l'installation nucléaire de base de Bugey par décret n° 2008-1197 du 18 novembre 2008.

Une association a introduit, le 21 janvier 2009, un recours en annulation dudit décret devant le Conseil d'État.

La requête de l'association a été notifiée à EDF le 6 mai 2009. Les mémoires en défense ont été déposés respectivement le 7 août 2009 par l'État et le 3 septembre 2009 par EDF.

VERDESIS

La société Euro Power Technology a saisi en juin 2008 l'Autorité de la Concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, contre EDF et sa filiale VERDESIS, concernant les activités d'EDF et Verdesis dans le biogaz.

L'Autorité de la Concurrence a notifié la saisine le 9 juin 2009 à EDF qui lui a adressé des observations préliminaires le 23 juin 2009.

SOCIÉTÉ SECAM

Par une décision du 10 décembre 1996, confirmée par la Cour d'appel de Paris, le Conseil de la concurrence avait condamné EDF pour abus de position dominante pour avoir fait obstacle à la signature de contrats d'achat d'électricité avec des producteurs indépendants entre 1993 et 1995. Suite à cette condamnation, le Syndicat National des Producteurs Indépendants et Thermiciens (le SNPIET), ainsi qu'une vingtaine de producteurs avaient introduit une action en paiement de dommages et intérêts devant le Tribunal de commerce de Paris. Les parties avaient signé, le 20 juillet 2007, un protocole d'accord transactionnel qui avait définitivement clos ce contentieux.

Le 4 avril 2007, EDF a reçu de la SARL SECAM un recours administratif préalable à la saisine du juge administratif. La SARL SECAM, qui n'était pas partie aux instances devant le Conseil de la concurrence et les juridictions judiciaires, réclame 79 millions d'euros.

Par un courrier en date du 29 mai 2007, EDF a rejeté la demande préalable de cette société. En conséquence, la SARL SECAM a déposé le 30 juillet 2007 un recours en indemnisation devant le Tribunal administratif de Paris, qui a renvoyé cette requête devant le Tribunal administratif de Châlons-en-Champagne. EDF a déposé un mémoire en défense à l'automne 2007.

FESSENHEIM

Des associations ont déposé un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la Sécurité Nucléaire (Ministre de l'Économie et Ministre chargé de l'Énergie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction de la centrale nucléaire de Fessenheim.

Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Les Ministres ont rejeté la demande gracieuse. Les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008.

ENQUÊTE DE LA COMMISSION EUROPÉENNE RELATIVE À UNE HAUSSE DES PRIX SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

En application d'une décision prise le 18 février 2009 sur le fondement de l'article 20 du règlement (CE) n° 1/2003, la Commission européenne a effectué en mars 2009 des inspections surprises dans différents locaux d'EDF, dans le cadre d'une enquête relative à l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité en France.



Ces inspections font suite aux conclusions de l'enquête de la Commission relative au secteur de l'énergie publiées en janvier 2007.

Elles constituent une étape préliminaire dans la recherche concernant la réalité de pratiques anticoncurrentielles soupçonnées et ne préjugent pas de l'issue de l'enquête proprement dite.

Au terme de cette enquête, si la Commission devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre par EDF, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière, en application des dispositions de l'article 23, paragraphe 2, sous a) du règlement (CE) n°1/2003. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise. Leur montant maximum potentiel est de 10 % du montant du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise concernée.

20.5.2 Procédures concernant les filiales d'EDF

• RTE

TRANSFERT DES LIGNES HAUTE TENSION REMISES EN DOTATION À LA SNCF

La loi n°2004-803 du 9 août 2004 précise que les ouvrages haute tension remis en dotation à la SNCF le 1^{er} janvier 1983 en vertu de la loi d'orientation des transports intérieurs du 30 décembre 1982 doivent, en tant qu'ouvrages relevant du réseau public de transport d'électricité, être transférés à titre onéreux à RTE dans un délai d'un an à compter de la création de cette société.

Une cession de ces ouvrages avait déjà été envisagée dès 2002 par la SNCF et RTE (alors service d'EDF) qui s'étaient rapprochés en vue de déterminer la valeur de ces ouvrages sur la base de critères objectifs. Cependant, cette démarche de valorisation s'est heurtée à une divergence d'appréciation qui subsiste à ce jour.

En conséquence, RTE a sollicité en juillet 2007 auprès du Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Emploi, d'une part, et du MEEDDEM, d'autre part, la mise en place de la Commission *ad hoc* prévue par l'article 10 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, appelée à trancher le différend entre les parties.

Les membres de la Commission ont été nommés par une décision du Ministre d'État Jean-Louis Borloo prise le 26 décembre 2008 et publiée le 18 janvier 2009.

La Commission a rendu sa décision le 9 juillet 2009. Elle fixe la consistance des biens à transférer ainsi que leur valeur à 140 millions d'euros. La SNCF, qui conteste cette décision, a introduit un recours auprès du Conseil d'État le 20 août 2009.

CONVENTION DE LOYER ANNUEL CONCLUE AVEC LA SNCF

RTE verse, en rémunération de son usage des ouvrages et installations du réseau électrique haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la loi du 30 décembre 1982, un loyer annuel forfaitaire de 3,1 millions d'euros. Ce montant de loyer a été déterminé par RTE en cohérence avec les principes de rémunération de ses propres actifs, sur la base de leur valeur nette comptable, dans le cadre du tarif d'utilisation du réseau public de transport. Le versement de ce loyer de 3,1 millions d'euros fait suite

à la dénonciation, par RTE, en 2001, de la convention conclue avec la SNCF le 22 décembre 1999.

Par une requête enregistrée le 22 février 2002, la SNCF a engagé contre RTE une procédure contentieuse devant le Tribunal administratif de Paris visant à contester le nouveau montant du loyer annuel versé à la SNCF par RTE et à réclamer la différence avec le loyer initial.

Suite à la saisine par la SNCF du Tribunal administratif de Paris, l'instruction qui avait été clôturée une première fois a été réouverte. RTE a été condamné par décision de ce tribunal en date du 29 août 2008 à verser à la SNCF la différence avec le loyer initial, assortie des intérêts au taux légal. RTE a interjeté appel de cette décision devant la Cour administrative d'appel de Paris et lui a demandé dans le même temps de surseoir à l'exécution du jugement, l'appel n'étant pas suspensif de l'exécution de la décision du Tribunal Administratif.

La SNCF a signifié le 4 novembre 2008 à RTE par acte d'huissier un commandement de payer sous 8 jours la somme en question. Le Directoire de RTE a décidé de la mise en paiement au profit de la SNCF de l'indemnité d'un montant de 167 877 170,75 euros à laquelle l'entreprise a été condamnée, sans renoncer ni à la demande de sursis à exécution de jugement ni à l'appel de la décision du Tribunal administratif.

PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTÈME

La société POWEO qui conteste le caractère obligatoire de la participation aux services système figurant à l'article 15 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 et demande une rémunération établie selon des « règles de marché » a saisi le CoRDIS¹ le 3 juillet 2009. La décision du CoRDIS favorable à RTE a été notifiée aux parties le 15 octobre 2009. La société POWEO a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Paris et une audience est prévue le 18 mai 2010.

LITIGES EN MATIÈRE FISCALE

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 sur la période vérifiée. RTE conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée.

• EDEV

Le contrôle fiscal d'EDEV conduit en 2005 sur les exercices 2002 et 2003 s'est traduit par une proposition de rappel d'Impôt sur les sociétés de 14,5 millions d'euros. En raison d'un désaccord persistant avec l'administration fiscale sur les rectifications proposées, une requête introductive d'instance devant le Tribunal administratif de Paris a été déposée le 13 avril 2007.

• EDISON

ASSIGNATION PAR ACEA SPA CONCERNANT LA PARTICIPATION D'EDISON DANS EDIPOWER

En mai 2006, ACEA Spa (« ACEA »), Régie de Rome, avait adressé une plainte au Gouvernement italien, ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président

1 CoRDIS : Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE.



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

du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées Gencos) alors détenues par Enel SpA).

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

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

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

ACEA demande donc au Tribunal :

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

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

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

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

L'audience de plaidoirie sur le fond du litige, ainsi que sur les moyens de preuve par lesquelles ACEA évalue son préjudice, fixée au 26 juin 2008, a fait l'objet de reports successifs, d'abord au 6 novembre 2008, ensuite au 19 mars 2009, au 21 janvier 2010 et, enfin, au 8 avril 2010. EDF et ses filiales n'ayant pas accepté le contradictoire sur la demande d'ACEA d'évaluation de son préjudice, une éventuelle décision du juge italien favorable à cette évaluation ne devrait pas leur être opposable.

PROCÉDURE RELATIVE À LA VENTE D'AUSIMONT

Le Procureur de la République de Pescara a ouvert une enquête préliminaire relative à une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont Spa, cédé en 2002 à Solvay Solexis Spa.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre. Dès lors, le Président du Conseil des Ministres, par une ordonnance en date du 4 octobre 2007, a nommé un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain.

Le Procureur de la République de Pescara a clôturé les enquêtes préliminaires et a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Le juge des enquêtes préliminaires a demandé par une ordonnance du 15 décembre 2009, le classement sans suite des poursuites contre Montedison pour le délit de fraude à l'encontre de Solvay alors que se poursuit la procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement.

Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé un recours devant le Tribunal administratif Régional.

PROCÉDURE DU PROCUREUR DE LA RÉPUBLIQUE D'ALESSANDRIA

Le Procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et ex-administrateurs de Ausimont Spa (Maintenant Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes (ex art. 415 bis du Code de procédure pénale italien) concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et de celles environnantes, ainsi que l'absence des activités de remise en état.

PROCÉDURE INITIÉE PAR LES ACTIONNAIRES D'ÉPARGNE ET UBS EN RAISON DU PRÉJUDICE CAUSÉ PAR LA FUSION-ABSORPTION D'EDISON PAR ITALENERGIA

Le 9 août 2002, le représentant des actionnaires d'épargne a attaqué la délibération de l'assemblée extraordinaire d'Edison du 27 juin 2002 qui a décidé la fusion par absorption d'Edison dans Italenergia. Il demandait la suspension de l'exécution de la décision, l'annulation de la décision et la reconnaissance de la responsabilité d'Edison pour tous les dommages causés aux actionnaires d'épargne provenant de la fusion.

Le 9 octobre 2002, le Tribunal de Milan a refusé la demande de suspension de la fusion.

Le 29 avril 2003, UBS s'est constituée volontairement partie civile et a demandé la condamnation d'Edison à l'indemnisation des dommages subis pour la perte de valeur des actions Edison ainsi que pour la fixation d'un rapport d'échange pénalisant pour les actionnaires d'Edison et donc d'UBS.

L'expert désigné par le Tribunal a rendu son rapport dans lequel il relève que bien que les critères utilisés fussent corrects, la procédure d'évaluation était entachée de quelques manquements (absence d'utilisation de méthode de contrôle) et d'erreur d'application des critères pouvant entraîner des dommages pour les actionnaires d'épargne.

Le Tribunal de Milan, par une décision en date du 16 juillet 2008, a condamné Edison au paiement de 22,5 millions d'euros plus les intérêts et les dépens. Le 25 juin 2009 un accord transactionnel entre Edison et UBS a été trouvé. Cet accord prévoit le paiement de 29 millions d'euros par Edison à UBS ainsi que la renonciation d'Edison et d'UBS à faire appel de la décision du Tribunal.

ACTIONS INITIÉES PAR DES SALARIÉS EN RAISON DE LEUR EXPOSITION À L'AMIANTE OU À D'AUTRES SUBSTANCES CHIMIQUES NOCIVES

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à MontEdison (aujourd'hui Edison) ou en



raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés. Edison a décidé de constituer une provision dans ses comptes, venant s'ajouter à celles créées spécialement pour certains litiges en cours, pour un montant estimé sur la base d'une moyenne entre la valeur des demandes de dommages et intérêts reçues et payées par Edison dans des affaires similaires au cours des dernières années et celles reçues par Edison à cette date en raison de procédures judiciaires et extrajudiciaires.

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

LITIGES EN MATIÈRE ENVIRONNEMENTALE

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

BE ZRT

En novembre 2005, la Commission européenne a décidé d'ouvrir une enquête formelle d'investigation portant sur les contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA), en vertu de l'article 88 alinéa 2 du traité CE. Le 3 mars 2006, BE ZRt a engagé un recours contre cette décision. La procédure écrite a été clôturée le 9 juin 2008. La prochaine étape du recours consistera en une audience dont la date n'a toujours pas été fixée par le Tribunal de Première Instance de Luxembourg (TPI).

Sans attendre la décision du TPI dans le cadre du recours précité, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 par laquelle elle a exigé du Gouvernement hongrois la résiliation des PPA existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1^{er} mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009.

BE ZRt a décidé de contester la décision de la Commission européenne en intervenant dans un premier temps au soutien des recours engagés, à l'encontre de cette décision, devant le TPI, par d'autres producteurs hongrois, avant de déposer son propre recours à l'encontre de cette décision de la Commission le 4 mai 2009, puis un mémoire en réplique à celui de la Commission le 30 novembre 2009.

Toutefois, la procédure contre la décision d'ouverture de l'enquête formelle d'investigation initiée le 3 mars 2006 par BE ZRt devant le TPI se poursuit.

Le Gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne. Le législateur hongrois s'est exécuté en adoptant, le 10 novembre 2008, une loi (entrée en vigueur le 16 novembre 2008) résiliant au 31 décembre 2008, les PPA qui ne l'auraient pas été à cette date d'un commun accord des parties. Toutefois, aucune décision finale n'a été adoptée à ce jour concernant le montant des aides d'État

susceptibles de devoir être remboursées par les producteurs hongrois, faute d'accord entre l'État hongrois et la Commission sur la méthode de calcul des montants en question.

Les PPA de BE ZRt ont ainsi été résiliés au 31 décembre 2008. De manière à permettre la poursuite de son exploitation, BE ZRt a négocié un contrat commercial avec MVM (acheteur unique hongrois détenu par l'État) d'une durée de 8 ans pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen¹ » pour la vente de la seconde moitié de sa production pour une période devant aller jusqu'en 2013.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a adressé, le 26 septembre 2008, à l'État hongrois, une lettre lui notifiant l'entrée dans une phase de négociation pré-arbitrale au titre du Traité sur la Charte de l'Énergie (« TCE ») et du traité franco-hongrois sur la protection des investissements. A la suite de celle-ci, EDF International a envoyé le 12 mai 2009 une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du TCE, en application du règlement CNUDCI. Une première audience, consacrée à la procédure, a eu lieu le 25 septembre 2009 : elle a fixé le calendrier de l'arbitrage et a placé le siège de celui-ci en Suisse, soit en-dehors de l'Union européenne. EDF International finalise actuellement son mémoire.

ENBW

Le groupe EnBW détient au travers de ses filiales EnBW Grundstücksverwaltung Rheinshafen GmbH et Thermische Abfallentsorgung Ansbach GmbH (TAE) des usines à Karlsruhe et Ansbach.

L'usine de Karlsruhe a été fermée et celle de Ansbach n'a jamais été achevée.

De fait, en 2004, TAE a déclaré la résiliation du contrat de prestations de services et de construction de l'usine d'Ansbach conclu avec Thermoselect SA. En conséquence, Thermoselect SA a intenté une action en justice envers TAE pour obtenir des dommages et intérêts d'un montant d'environ 9 millions d'euros. En décembre 2006, Thermoselect a modifié son action et a poursuivi TAE pour un montant de 48 millions d'euros. La Cour Régionale de Ansbach a débouté Thermoselect et lui a ordonné de payer des dommages et intérêts d'un montant de 29 millions d'euros à TAE. Thermoselect SA a fait appel de cette décision en mai 2007. Par suite du rejet de ses demandes par la Cour d'appel Régionale de Nuremberg, Thermoselect a intenté une action devant la Cour Suprême Fédérale en juillet 2009.

Par ailleurs, en 2004, EnBW a également résilié le contrat de prestations et de construction de l'usine de Karlsruhe avec Thermoselect SA. Cette dernière a, en conséquence, intenté une action contre EnBW AG devant la Cour Régionale de Karlsruhe.

En 2006, Thermoselect SA a modifié son action et poursuivi EnBW pour dommages et intérêts pour un montant d'environ 580 millions d'euros. En juin 2006, la Cour Régionale de Karlsruhe a débouté Thermoselect. Par suite du rejet de ses demandes par la Cour d'appel, Thermoselect a intenté une action devant la Cour Suprême Fédérale en décembre 2007.

¹ Décret définissant les modalités, dont le tarif, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le Gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».



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

SSE

Le régulateur slovaque a adopté, en 2002 une résolution fixant les tarifs de l'électricité applicables pour 2003 sans attendre la publication d'un décret spécifique en la matière. Sept sociétés ont contesté la procédure et porté l'affaire devant la Cour constitutionnelle en 2004. Elles ont obtenu gain de cause en 2006, la Cour constitutionnelle déclarant nulle ladite résolution du régulateur.

Ces sociétés, estimant de ce fait que les prix pour 2003 n'avaient pas été valablement fixés et que les tarifs 2002, moins élevés devaient s'appliquer ont attaqué l'État en remboursement. Elles ont été déboutées, le tribunal ayant jugé que la seule conséquence de cette erreur du régulateur avait consisté en un enrichissement sans cause des fournisseurs d'électricité.

À la suite de cette décision, une société cliente de SSE a engagé le 4 septembre 2009 une action en justice contre cette dernière, demandant le remboursement de la somme de 780 905 euros correspondant à la différence entre le montant perçu par SSE en application des tarifs 2003 indûment fixés par le régulateur et le montant que SSE aurait perçu en appliquant les tarifs 2002.

Deux autres clients de SSE ont également déposé des recours similaires en décembre 2009, réclamant respectivement les sommes de 2 643 648 euros et de 476 996 euros.

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2009

CASINO

L'annonce, dès l'automne 2009 par le MEEDDEM, d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006, a provoqué une hausse massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE (voir section 6.5.1.2. (« Législation française »)). Dans ce contexte, le Gouvernement a décidé de modifier, par un arrêté du 12 janvier 2010, tant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application.

Plusieurs producteurs, parmi lesquels les sociétés Green Yellow, filiales du groupe de distribution Casino, ont alors décidé d'assigner EDF devant le Tribunal de commerce de Paris afin de faire juger qu'EDF serait tenu d'acheter l'électricité produite aux conditions tarifaires plus favorables résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006. Ces producteurs considèrent notamment, au terme d'un raisonnement qu'EDF conteste, que le contrat d'achat serait déjà formé dès la réception par EDF de la demande complète d'achat.

Il ne peut être exclu que d'autres contentieux ayant un objet similaire soient engagés à l'avenir. En tout état de cause, à la date du dépôt du présent Document de Référence, aucune décision de justice n'a été rendue à ce titre..

20.6

Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2009 et la date de dépôt du présent Document de Référence sont mentionnés à la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009 pour les événements intervenus avant le

10 février 2010, date d'arrêté des comptes par le conseil d'administration, et pour les événements postérieurs au 10 février 2010, à la section 9.12 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent Document de Référence.

Informations complémentaires

21

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société	381
21.1.1 Montant du capital social émis à la date de dépôt du présent Document de Référence	381
21.1.2 Autodétention et autocontrôle	381
21.1.3 Titres non représentatifs du capital	383
21.1.4 Autres titres donnant accès au capital	383
21.1.5 Capital autorisé mais non émis	383
21.1.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel	384
21.1.7 Pacte d'actionnaires	384
21.1.8 Nantissement des titres de la Société	384
21.1.9 Évolution du capital social	384
21.2 Actes constitutifs et statuts	384
21.2.1 Objet social	384
21.2.2 Exercice social	385
21.2.3 Organes de gestion	385
21.2.4 Droits attachés aux actions	385
21.2.5 Cession et transmission des actions	386
21.2.6 Assemblées générales	386
21.2.7 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société	387
21.2.8 Obligations en matière de modifications du capital	387

21.1

Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société

21.1.1 Montant du capital social émis à la date de dépôt du présent Document de Référence

À la date de dépôt du présent Document de Référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises :	1 848 866 662
Valeur nominale :	0,50 euro par action
Nature des actions émises :	actions ordinaires
Montant du capital social :	924 433 331

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré.

À la date de dépôt du présent Document de Référence, la Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

21.1.2 Autodétention et autocontrôle

PROGRAMME DE RACHAT D' ACTIONS EN VIGUEUR AU JOUR DU DÉPÔT DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE (PROGRAMME AUTORISÉ PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DU 20 MAI 2009)

L'assemblée générale du 20 mai 2009, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa septième résolution, la mise en œuvre par le conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société. Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par la sixième résolution de l'assemblée générale du 20 mai 2008, d'acheter des actions de la Société.

Les objectifs du programme de rachat sont :

- de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens immédiatement ou à terme à des actions de la Société,



ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du conseil d'administration appréciera ;

- de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;
- d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers ;
- d'allouer des actions aux membres du personnel du groupe EDF et notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des membres du personnel dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ou les articles L. 3332-1 et suivants du Code du travail, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du conseil d'administration appréciera ;
- de réduire le capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés.

Les achats d'actions de la Société pourront porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de l'assemblée générale du 20 mai 2009 ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra à quel moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué, dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du conseil d'administration appréciera.

La part du programme de rachat pouvant être effectuée par négociations de blocs n'est pas limitée. Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Dans le cadre de ce programme, le prix d'achat ne devra pas excéder 90 euros par action.

Le conseil d'administration pourra toutefois ajuster le prix d'achat susmentionné en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices, donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

L'autorisation est conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'assemblée générale ordinaire du 20 mai 2009. Elle pourra être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

Le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne peut excéder 5 % de son capital.

Le conseil d'administration aura tous pouvoirs en vue de mettre en œuvre cette autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de :

- passer tous ordres en bourse ou hors marché ;
- affecter ou réaffecter les actions acquises aux différents objectifs poursuivis dans les conditions légales et réglementaires applicables ;
- conclure tous accords en vue notamment de la tenue des registres d'achats et de ventes d'actions ;
- effectuer toutes déclarations et formalités auprès de l'Autorité des marchés financiers et de tout autre organisme ; et
- remplir toutes autres formalités, et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le conseil d'administration devra informer chaque année l'assemblée générale des opérations réalisées en application de cette autorisation pour opérer sur les actions de la société EDF.

SYNTHÈSE DES OPÉRATIONS RÉALISÉES PAR LA SOCIÉTÉ SUR SES PROPRES TITRES DANS LE CADRE DU PROGRAMME AUTORISÉ PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DU 20 MAI 2009

Un contrat de liquidité a été conclu le 24 mai 2006 avec la société Crédit Agricole Chevreux pour une durée d'un an, renouvelable par tacite reconduction. La somme initiale de 35 000 000 euros a été affectée au compte de liquidité pour la mise en œuvre du contrat de liquidité à compter de sa signature dans le cadre du programme de rachat des titres de la Société. Entre le 1^{er} janvier 2009 et le 31 décembre 2009, la Société a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 2 208 559 de ses propres actions pour une valeur moyenne unitaire de 35,11 euros, et cédé 2 480 559 actions pour une valeur moyenne unitaire de 36,02 euros.

Au 31 décembre 2009, la Société détenait, dans le cadre du contrat de liquidité, 185 000 de ses propres actions, représentant 0,01 % de son capital social.

Au titre de l'exercice 2009, la commission forfaitaire versée par EDF dans le cadre du contrat de liquidité s'élève à 150 000 euros. Entre le 1^{er} janvier 2010 et le 28 février 2010, la Société a acquis 999 874 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 38,66 euros, et cédé 394 874 actions pour une valeur unitaire de 39,54 euros.

La Société détenait également, au 31 décembre 2009, un solde de 50 669 actions, acquises sur le marché, en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan « ACT2007 », et non attribuées.

Par ailleurs, la Société détient, à la date de dépôt du présent Document de Référence, 874,3 parts du compartiment « Énergie Multi » du Fonds commun de placement d'entreprise « EDF Actions » correspondant à 8 743 actions de la Société (soit approximativement 0,00048 % de son capital à la date du présent Document de Référence) en raison des ordres d'achat d'actions de la Société annulés dans le cadre de l'offre réservée aux membres du personnel du groupe EDF (telle que décrite dans le prospectus y afférent visé par l'AMF en date du 27 octobre 2005 sous le numéro 05-743). À l'issue de la période de blocage de cinq années, ces 874,3 parts seront vendues et le produit de cette vente sera reversé à l'État.

RÉSOLUTION RELATIVE À L'AUTORISATION DONNÉE AU CONSEIL D'ADMINISTRATION POUR OPÉRER SUR LES ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ, SOUMISE À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 18 MAI 2010

Le conseil d'administration du 11 février 2010 a soumis au vote de l'assemblée générale mixte du 18 mai 2010, un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme de rachat autorisé par l'assemblée générale du 20 mai 2009, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme et les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées.

21.1.3 Titres non représentatifs du capital

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le conseil d'administration a seul qualité pour décider ou autoriser l'émission d'obligations, sauf si l'assemblée générale décide d'exercer ce pouvoir.

En vertu de l'article 46 alinéa 2 de la loi du 9 août 2004, le premier alinéa de l'article L. 228-39 du Code de commerce qui dispose que « l'émission d'obligations par une société par actions n'ayant pas établi deux bilans régulièrement approuvés par les actionnaires doit être précédée d'une vérification de l'actif et du passif dans les conditions prévues aux articles

L. 225-8 et L. 225 10 du Code de commerce » n'est pas applicable à EDF depuis 2004.

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'Euro Medium Term Notes (programme « EMTN »). Ce programme a été renouvelé chaque année depuis cette date.

Une mise à jour du programme d'émission de titres de créances d'un montant maximum de 16 milliards d'euros a été réalisée le 18 mai 2009 par EDF.

Dans ce cadre, EDF a notamment procédé, au cours de l'été 2009, à l'émission d'obligations auprès des particuliers en France pour un montant total de près de 3,3 milliards d'euros, à échéance 2014.

Au 31 décembre 2009, l'encours de la dette obligataire d'EDF (emprunts émis sous format EMTN et autres titres de créances) s'élevait à 29,46 milliards d'euros.

21.1.4 Autres titres donnant accès au capital

À la date de dépôt du présent Document de Référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

21.1.5 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent Document de Référence, accordées par l'assemblée générale mixte du 20 mai 2009 au conseil d'administration :

	Délégations données au conseil d'administration par l'assemblée générale extraordinaire	Montant nominal maximal en valeur de l'augmentation de capital (en millions d'euros)	Durée de la délégation ⁽¹⁾
1.	Délégation de compétence au conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires	45	26 mois
2.	Délégation de compétence au conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	45 ⁽²⁾	26 mois
3.	Délégation de compétence au conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital dans le cadre des émissions visées aux points 1. et 2.	15 % du montant de l'émission initiale ⁽²⁾	26 mois
4.	Délégation de compétence au conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise	1 000	26 mois
5.	Délégation de compétence au conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une OPE initiée par la Société	45 ⁽²⁾	26 mois
6.	Délégation de pouvoirs au conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (art. L. 225-147 du Code de commerce)	10 % du capital social de la Société ^{(2) (3)}	26 mois
7.	Délégation de pouvoirs au conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents à un plan d'épargne	10	26 mois

(1) À compter de la date de l'assemblée générale mixte du 20 mai 2009.

(2) Dans la limite du plafond nominal global prévue au point 1, soit 45 millions d'euros.

(3) À la date de l'assemblée générale mixte du 20 mai 2009.



Lors de sa réunion du 10 février 2010, le conseil d'administration a décidé de proposer à l'assemblée générale mixte du 18 mai 2010 de renouveler ces délégations.

21.1.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 27.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009. À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements décrits à la section 6 (« Aperçu des activités ») du présent Document de Référence, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

21.1.7 Pacte d'actionnaires

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

21.1.8 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

21.1.9 Évolution du capital social

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,5 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de la valeur nominale des actions de 4,5 euros, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,5 euro. Le capital social a ainsi été porté à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse du Groupe. Le conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole-CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions (voir section 20.4.1 (« Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices »)) s'est traduit par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros suite à l'émission de 26 695 572 actions.

Le capital social a ainsi été porté à 924 433 331 euros divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

21.2

Actes constitutifs et statuts

21.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, la loi précitée du 8 avril 1946, la loi précitée du 10 février 2000 et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux clients non éligibles, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures, et de fourniture d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'Énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- et, plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement

ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

21.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois ; il commence le 1^{er} janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

21.2.3 Organes de gestion

La Société est administrée par un conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément aux dispositions de la loi précitée du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public, notamment son article 6, et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935 organisant le contrôle financier de l'État sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'État.

Dans ce cadre, le conseil d'administration comprend notamment six représentants de l'État nommés par décret et six représentants des salariés élus conformément aux dispositions du titre II de la loi du 26 juillet 1983.

Il peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux et locaux des questions énergétiques.

Le conseil nomme un secrétaire, qu'il peut choisir en dehors de ses membres.

Le Président Directeur Général est tenu de communiquer à chaque administrateur tous les documents et informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

La durée du mandat des membres du conseil d'administration est de cinq ans. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du conseil d'administration.

L'assemblée générale fixe le montant des jetons de présence alloués, le cas échéant, aux administrateurs. Le mandat des administrateurs qui ne sont pas nommés par l'assemblée générale est gratuit.

Les frais exposés par les administrateurs pour l'exercice de leur mandat sont remboursés par la Société sur justificatifs.

Les représentants des salariés bénéficient d'un crédit d'heures égal à la moitié de la durée légale du travail.

Chaque administrateur nommé par l'assemblée générale est révocable par elle et doit être propriétaire d'au moins une action de la Société détenue sous la forme nominative.

À l'initiative du Président Directeur Général, le conseil d'administration peut, s'il l'estime nécessaire et en fonction de l'ordre du jour, inviter des membres de l'entreprise ou des personnalités extérieures à l'entreprise à assister aux réunions du conseil d'administration sans voix délibérative.

Le secrétaire du comité d'entreprise ou de l'organisme en tenant lieu assiste au conseil d'administration sans voix délibérative.

Les personnes appelées à assister aux délibérations du conseil d'administration sont tenues aux mêmes obligations de discrétion que les administrateurs.

Conformément à la loi de 1983 précitée, le Président du conseil d'administration de la Société est nommé par décret, parmi les administrateurs, sur proposition du conseil d'administration. La durée de ses fonctions ne peut

excéder celle de son mandat d'administrateur. Son mandat peut être renouvelé dans les mêmes formes que celles de sa nomination. Il peut être révoqué par décret. Depuis l'assemblée générale en date du 14 février 2006 qui a modifié les statuts d'EDF, le Président du conseil d'administration ne doit pas être âgé de plus de 68 ans ; s'il vient à dépasser cet âge, il est réputé démissionnaire d'office.

La direction de la Société est assumée, sous sa responsabilité, par le Président du conseil d'administration, qui porte le titre de Président Directeur Général. Les dispositions législatives et réglementaires qui sont relatives au Directeur Général s'appliquent à lui.

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le conseil d'administration peut déléguer au Président Directeur Général ou, en accord avec ce dernier, à un ou plusieurs Directeurs Généraux délégués, les pouvoirs nécessaires pour réaliser, dans un délai d'un an, l'émission d'obligations et en arrêter les modalités. La même délibération fixe les conditions dans lesquelles il est rendu compte de l'exercice de ces pouvoirs au conseil d'administration.

21.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente.

En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent Document de Référence, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les héritiers, créanciers, ayants droit ou autres représentants d'un actionnaire ne peuvent requérir l'apposition des scellés sur les biens et valeurs de la Société, ni en demander le partage ou la licitation, ni s'immiscer dans les actes de son administration ; ils doivent, pour l'exercice de leurs droits, s'en rapporter aux inventaires sociaux et aux décisions de l'assemblée générale.

Chaque fois qu'il sera nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution,



et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

21.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte. Ces dispositions sont également applicables aux autres titres de toute nature émis par la Société.

Outre l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital ou des droits de vote, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui viendrait à détenir, directement ou indirectement, un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société est tenue, dans les cinq jours de bourse à compter de l'inscription des titres qui lui permettent d'atteindre ou de franchir ce seuil, de déclarer à la Société, par lettre recommandée avec accusé de réception, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur des titres est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des titres, d'effectuer les déclarations ci-dessus.

Cette déclaration doit être renouvelée dans les conditions ci-dessus, chaque fois qu'un nouveau seuil de 0,5 % est atteint ou franchi, à la hausse comme à la baisse, quelle qu'en soit la raison, et ce y compris au-delà du seuil de 5 % prévu à l'article L. 233-7 du Code de commerce.

En cas d'inobservation des dispositions ci-dessus, le ou les actionnaires concernés sont, dans les conditions et limites fixées par la loi, privés du droit de vote afférent aux titres dépassant les seuils soumis à déclaration.

21.2.6 Assemblées générales

21.2.6.1 CONVOCATIONS, CONDITIONS D'ADMISSION, EXERCICE DU DROIT DE VOTE

Les assemblées générales sont convoquées par le conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation. Elles peuvent avoir lieu par visioconférence

ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

Les assemblées générales se composent de tous les actionnaires dont les titres sont libérés des versements exigibles et ont été inscrits en compte à leur nom cinq jours au plus tard avant la date de la réunion, dans les conditions ci-après :

- les propriétaires d'actions au porteur ou inscrites au nominatif sur un compte non tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux assemblées générales, déposer un certificat établi par l'intermédiaire teneur de leur compte constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de la réunion de l'assemblée générale, aux lieux indiqués dans ladite convocation, cinq jours au moins avant la date de la réunion ;
- les propriétaires d'actions nominatives inscrites sur un compte tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux assemblées générales, avoir leurs actions inscrites à leur compte tenu par la Société cinq jours au moins avant la date de la réunion de l'assemblée générale.

Toutefois, le conseil d'administration peut abrégé ou supprimer ces délais de cinq jours.

L'accès à l'assemblée générale est ouvert à ses membres sur simple justification de leurs qualité et identité. Le conseil d'administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à son conjoint ou à un autre actionnaire en vue d'être représenté à une assemblée générale. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

Il peut également voter par correspondance après avoir fait attester de sa qualité d'actionnaire, cinq jours au moins avant la réunion de l'assemblée, par le dépositaire du ou des certificats d'inscription ou d'immobilisation de ses titres. À compter de cette attestation, l'actionnaire ne peut choisir un autre mode de participation à l'assemblée générale. Le formulaire de vote doit être reçu par la Société au plus tard trois jours avant la date de la réunion de l'assemblée.

Les pouvoirs et les formulaires de vote par correspondance, de même que les attestations d'immobilisation des actions, peuvent être établis sur support électronique dûment signé dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires applicables en France.

21.2.6.2 DROITS DE VOTE DOUBLE

Néant.

21.2.6.3 LIMITATION DES DROITS DE VOTE

Néant.

21.2.7 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société

En vertu des statuts d'EDF, les modifications de son capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %. À l'exception de cette restriction, aucun autre dispositif statutaire ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

21.2.8 Obligations en matière de modifications du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi.

Contrats importants

22

À l'exception des contrats décrits dans le Chapitre 6 du présent Document de Référence, et notamment de ceux présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux dernières années précédant la date du présent Document de Référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal de ses affaires :

- contrat de service public décrit à la section 6.4.3.4 (« Service public en France ») ;
- contrats conclus avec A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) relatifs à la prise de participation conjointe dans Edison figurant à la section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A ») ;
- contrat de partenariat industriel signé avec Exeltium décrit à la section 6.2.1.2.2.2 (« L'activité par marché ») ;
- accord de coopération conclu avec Enel dans le domaine du nucléaire décrit à la section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »), et Memorandum of Understanding concernant les moyens de production thermique à flamme décrit à la section 6.2.1.1.5 (« Production thermique à flamme (« THF ») ») ;
- accord de partenariat conclu avec Constellation Energy décrit à la section 6.3.2.2. (« UniStar Nuclear Energy ») ;
- accord conclu avec Constellation Energy concernant l'acquisition de 49,99 % des activités nucléaires de Constellation Energy (voir section 6.3.2.3 (« Acquisition de 49,99 % des actifs nucléaires de CEG »)) ;
- accord de joint-venture conclu avec China Nuclear Power Energy Corporation décrit à la section 6.3.3.1 (« Activités du groupe EDF en Chine »).

Des informations relatives aux contrats conclus par le Groupe au cours de l'exercice 2009 figurent aux notes 12 et 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

23

Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts

Néant.



Documents accessibles au public

24

24.1 Consultation des documents juridiques	390
24.2 Responsable de l'information	390

24.1

Consultation des documents juridiques

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société (les statuts, rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques d'EDF et de ses filiales pour chacun des deux exercices précédant la date de dépôt du présent Document de Référence) devant être mis à la disposition du public peuvent être consultés au siège social d'EDF, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08, pendant la durée de validité du Document de Référence.

L'Annexe C du présent Document de Référence reprend l'ensemble des informations rendues publiques par le groupe EDF au cours des douze derniers mois, en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF.

24.2

Responsable de l'information

David Newhouse

Directeur des Relations Investisseurs

Tél. : 01 40 42 32 45

Email : comfi-edf@edf.fr

Informations sur les participations

25

Concernant les entreprises dans lesquelles EDF détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats, voir Chapitre 7 (« Organigramme ») et Chapitre 6 (« Aperçu des activités ») ainsi que la note 49 figurant à l'annexe

Glossaire

AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique, basée à Vienne (Autriche).
Aléa générique	Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.
Amont	Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs Amont.
ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs)	La loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), en charge de la gestion à long terme des déchets radioactifs. À ce titre, l'agence, placée sous la tutelle des Ministres de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.
Architecte ensembleur	<p>Pour EDF, la notion d'architecte ensembleur recouvre la maîtrise :</p> <ul style="list-style-type: none">• de la conception et du fonctionnement des centrales ;• de l'organisation des projets de développement ;• du planning de réalisation et du coût de construction ;• des relations avec l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;• de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation. <p>Le rôle d'architecte-ensembleur assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.</p>
ASN (Autorité de Sécurité Nucléaire)	L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sécurité nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est en charge notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection (« DGSNR »).
Assemblage/combustible	Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium, constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur — il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW —, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Aval	Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le Becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégaBecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigaBecquerel ou milliard de becquerels).
Centre de stockage	Les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de La Hague, ou encore de l'usine CENTRACO, sont expédiés vers le Centre de stockage de l'ANDRA situé à Soullaines dans l'Aube et, opérationnel depuis 1992. Ce centre est d'une capacité de 1 000 000 m ³ et possède une capacité d'accueil d'environ 60 ans. Les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont expédiés vers le Centre de stockage de l'ANDRA situé à Morvilliers (dans l'Aube également). Ce centre a été mis en service en octobre 2003, et possède une durée de fonctionnement de 30 années environ.

Chaîne de valeur électrique	La chaîne de valeur électrique comprend les activités non-régulées — production et commercialisation — et les activités régulées — transport et distribution.
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Combustible	Voir Assemblage/combustible.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion et/ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE (Commission de Régulation de l'Énergie)	La Commission de Régulation de l'Énergie a été mise en place le 30 mars 2000. Son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 6.5.1.2 (« Législation française »).
Cycle combiné à gaz	Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes : <ul style="list-style-type: none">• l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ;• le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;• l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.
Déchets	Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets, toutes catégories confondues. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible activité (FA). Les déchets de moyenne et haute activité à vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).

Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale, avec la capacité de production théorique maximale = puissance installée x 8 760 h. Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW x 8 760 h).
DNN	Distributeur Non Nationalisé.
EaR (Earning at Risk)	Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.
EBITDA	« <i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i> », correspond à l'excédent brut d'exploitation.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération.
Effets de change	Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice, reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.
Effets de périmètre	Les effets de périmètre, intervenus au cours d'un exercice donné, prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.
ELD	Entreprise Locale de Distribution.
Enchères de capacité	Début 2001, afin de faciliter l'ouverture du marché français, EDF s'est engagé à vendre aux enchères une partie de sa production, afin de permettre à des énergéticiens européens de la concurrencer en France comme elle le faisait à l'étranger. Cet accord, passé avec la Commission européenne, prévoyait qu'EDF vende des « capacités » électriques à hauteur de 6 000 MW soit 8 % de la production française d'électricité.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles sont essentiellement tirées des éléments terre, eau, air, feu, et du soleil. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.
Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235 dont la proportion est portée à environ 4 %.
Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée. De la dernière génération actuellement en construction (dite génération 3), il est né d'une collaboration franco-allemande, et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.

Fluoration/conversion	Également appelée « Conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF ₆) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : <ul style="list-style-type: none"> • la fourniture électrique « De base » (ou « Ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; • la fourniture de « Semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; • la fourniture de « Pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; • la fourniture « En dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « Ruban ».
Gaz à effet de serre	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto et la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée visent les six principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO ₂), le méthane (CH ₄), le protoxyde d'azote (N ₂ O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF ₆). Pour la période 2005-2007, le dioxyde de carbone faisait l'objet en Europe de mesures de réduction d'émissions en application des plans nationaux d'allocation de quotas de gaz à effet de serre. Pour la période 2008-2012, le champ des gaz concernés tend à s'élargir. À terme, seront concernés les gaz listés à l'annexe II de la directive précitée mais aussi « tout autre composant gazeux de l'atmosphère, tant naturel qu'anthropique, qui absorbe et renvoie un rayonnement infrarouge » (directive modifiée, adoptée mais non publiée à ce jour).
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
Marge brute énergies	La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1 ^{er} avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Midstream	Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc.) ou contractuels (droits afférents dans les capacité pré-citées, contrats d'achats, etc.). Le segment midstream inclut les activités de négoce et de <i>trading</i> .
MOX	« <i>Mixed Oxydes</i> ». Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.
MW / MWh	Le MWh est l'unité d'énergie produite par une installation égale à la puissance de l'installation, exprimée en MW, multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
Palier PCB	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 500 MW (4 tranches).

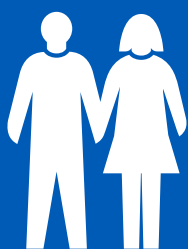
PCB	Polychlorobiphényles
PCT	Polychloroterphényles
Plan national d'allocation des quotas (PNAQ)	Ce plan définit la quantité totale de quotas que l'État compte octroyer pour le système d'échange de quotas pour chaque période pluriannuelle (PNAQ 1 2005-2007, PNAQ 2 2008-2012) et la méthode d'affectation employée pour allouer les quotas aux installations industrielles concernées.
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de neutrons) dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons — donc les mêmes propriétés chimiques —, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Portefeuille d'actifs amont	Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, etc.) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.
Portefeuille d'actifs aval	Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finals.
Profit at Risk (PaR) (Edison)	Pour ce qui concerne Edison, le <i>Profit at Risk</i> (PaR) représente, pour un intervalle de confiance donné, la dégradation maximale attendue de la valeur d'un portefeuille (MtM) sur un horizon de temps annuel.
Radioprotection (Dosimétrie — Dose)	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée dosimétrie collective et exprimée en homme-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à haute et très haute tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
RPD	Réseaux publics de distribution.
RPT	Réseaux publics de transport.
Stockage	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Télé-relève	Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.

Thermie (th)	1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou 4,186 millions de Joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Tritium (³H)	Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau pressurisée.
Ultracentrifugation	Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium (UF ₆). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes (²³⁸ U) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères (²³⁵ U) migrent vers le centre, créant un effet de séparation isotopique.
UO₂	Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.
Uranium (U)	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons — donc les mêmes propriétés chimiques —, mais un nombre différent de neutrons) : uranium 238, fertile dans la proportion de 99,3 % ; uranium 235, fissile dans la proportion de 0,7 % ; uranium 234. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
URE (Uranium ré-enrichi)	Pour être utilisé en réacteur, l'URT (uranium issu du retraitement), même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
URT (Uranium de retraitement)	L'URT, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.
VaR (Value at Risk)	Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou <i>market to market</i>) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser, dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse et les DOM).

Annexe A

GROUPE EDF

Rapport 2009
du Président du conseil
d'administration d'EDF
sur le gouvernement d'entreprise
et les procédures de contrôle
interne et de gestion des risques







Introduction

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte :

- des conditions de gouvernance : préparation et organisation des travaux du conseil d'administration, missions et fonctionnement des comités du conseil d'administration, information et formation des administrateurs, code de gouvernement d'entreprise, assemblées générales d'Électricité de France SA (« EDF » ou la « Société ») (§ 1) ;
- ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein du groupe EDF (§ 2).

Au sens du présent rapport, « le groupe EDF » est composé de :

- la société EDF ;
- ses filiales appartenant au secteur régulé : RTE-EDF Transport et ERDF, respectivement en charge de la gestion des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour lesquelles le cadre légal et réglementaire (loi du 9 août 2004, modifiée par la loi du 7 décembre 2006 notamment) prévoit une indépendance de gestion spécifique qui limite le contrôle de leurs activités : « les filiales régulées » ;
- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées au plan financier, sans contrôle opérationnel exclusif (EnBW, Edison, Constellation Energy Nuclear Group, Dalkia International...) : « les filiales co-contrôlées » ;
- ses filiales minoritaires ou participations, directes ou indirectes : « les Participations ».

Nota 1 : le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009.

Nota 2 : les informations spécifiques aux trois filiales RTE-EDF Transport, EDF Énergies Nouvelles et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce produits par ces trois sociétés. Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique des entités citées ci-dessus, et seront précisées autant que de besoin tout au long du présent rapport.

Pour ce qui concerne la partie décrivant le contrôle interne et la gestion des risques (§ 2), le plan général du présent rapport est bâti suivant les cinq chapitres du référentiel COSO ⁽¹⁾, complété, le cas échéant, au vu du cadre de référence en matière de contrôle interne recommandé par l'Autorité des Marchés Financiers ⁽²⁾ (AMF). Ainsi, la description de l'organisation du contrôle interne traite des éléments relatifs à l'environnement de contrôle (§ 2.1), à la politique de gestion des risques (§ 2.2), à la communication et la diffusion des informations (§ 2.4), aux activités de pilotage (§ 2.5) et aux activités de contrôle (§ 2.3). Ces dernières sont répertoriées suivant quatre parties qui correspondent aux quatre objectifs préconisés par le cadre de référence de l'AMF :

- procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations (§ 2.3.1) ;
- procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière (§ 2.3.2) ;
- procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements (§ 2.3.3) ;
- procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations de la Direction (§ 2.3.4).

Enfin, en complément des évolutions récentes du dispositif de contrôle interne décrites dans le présent rapport, le dernier chapitre rappelle les orientations générales majeures relatives à la dynamique d'évolution du contrôle interne au sein du groupe EDF (§ 3).

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Comptabilité ainsi que du Secrétariat Général du conseil d'administration et du Cabinet de la Présidence. Différents contributeurs, tels la Délégation à l'Éthique et à la Déontologie, la Direction des Systèmes d'Information, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction du Développement Durable ainsi que la Direction des Relations Investisseurs ont également été sollicités. Le rapport a été approuvé par le conseil d'administration dans sa séance du 10 février 2010, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

1 Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

2 Paru le 22 janvier 2007.



1

Gouvernement d'entreprise

1.1

Rappel des règles de fonctionnement et d'organisation du conseil d'administration

1.1.1 Composition et pouvoirs du conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi relative à la démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983 et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935, l'État détenant moins de 90 % du capital d'EDF, le conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres dont un tiers élu par les salariés et deux tiers nommés par l'Assemblée générale sur proposition du conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret. Leur mandat est d'une durée de cinq ans.

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, le conseil d'administration était composé de :

- six administrateurs nommés par l'Assemblée générale : Monsieur Pierre Gadonneix, Président Directeur Général, Messieurs Frank Dangeard, Daniel Foundoulis, Bruno Lafont, Claude Moreau et Henri Proglia ;
- six administrateurs nommés par décret : Messieurs Pierre-Marie Abadie, André Aurengo, Bruno Bézard, Yannick d'Escatha, Philippe Josse et Pierre Sellal. Celui-ci a été nommé par décret le 1^{er} avril 2009, en remplacement de Monsieur Gérard Errera ;
- six administrateurs élus par les salariés : Madame Marie-Catherine Daguerre, Messieurs Jacky Chorin, Alexandre Grillat, Philippe Pesteil, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota.

Depuis le 23 novembre 2009, le conseil est composé de :

- six administrateurs nommés par l'Assemblée générale du 5 novembre 2009 : Monsieur Henri Proglia, Madame Mireille Faugère, Messieurs Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani ;
- six administrateurs nommés par décret du 18 novembre 2009 : Messieurs Pierre-Marie Abadie, Bruno Bézard, Yannick d'Escatha, Philippe Josse, Pierre Sellal et Philippe Van de Maele ;
- six administrateurs élus par les salariés le 19 mai 2009 : Madame Christine Chabauty, Messieurs Alexandre Grillat, Philippe Maïssa, Philippe Pesteil, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota.

La liste des mandats exercés par les mandataires sociaux en dehors de la Société figure au chapitre 1.18.7.1 du rapport de gestion du groupe EDF.

Assistent également au conseil, sans voix délibérative, le chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société ⁽¹⁾ ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise.

Le conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Aux termes du Règlement intérieur, le conseil d'administration doit notamment être saisi pour :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du conseil ; en 2009, le conseil a fixé :
 - à 500 millions d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties. Le Président Directeur Général rend compte au conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société,
 - à 5 milliards d'euros le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;

¹ Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.



- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à :
 - 10 TWh pour l'électricité,
 - 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du conseil d'administration qui suit leur signature),
 - 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les opérations du cycle du combustible nucléaire : en particulier, les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

En outre, le conseil doit également être saisi pour les opérations inhérentes au financement des engagements nucléaires.

1.1.2 Nomination et pouvoirs du Président du conseil et des Directeurs Généraux Délégués

Le Président du conseil d'administration assume la Direction de la Société en qualité de Directeur Général. Il est nommé par décret sur proposition du conseil d'administration au Président de la République.

Monsieur Pierre Gadonneix avait été nommé en qualité de Président Directeur Général par décret en date du 15 février 2006. Son mandat a pris fin le 22 novembre 2009.

Monsieur Henri Proglia a été nommé Président Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009, sur proposition du conseil d'administration lors de sa séance le 23 novembre 2009.

Le Président Directeur Général a tous pouvoirs pour engager la Société sous réserve de ceux attribués au conseil d'administration (cf. § 1.1.1).

Le conseil d'administration peut nommer, sur proposition du Président Directeur Général et à la majorité des membres présents ou représentés, jusqu'à cinq Directeurs Généraux Délégués. L'étendue et la durée de leurs pouvoirs leur sont conférés par le conseil d'administration, en accord avec le Président Directeur Général. Jusqu'au 25 novembre 2009, le Président Directeur Général était assisté de trois Directeurs Généraux Délégués : Messieurs Daniel Camus, Directeur Général Délégué Finances, Dominique Lagarde, Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication, et Jean-Louis Mathias, Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France.

1.1.3 Activité du conseil d'administration au cours de l'exercice 2009

Le conseil d'administration a ainsi examiné et autorisé en 2009, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs comme :

- les accords avec le groupe Centrica : prise d'une participation minoritaire de 20 % dans British Energy par Centrica et coopération dans le nouveau nucléaire au Royaume-Uni ; acquisition par EDF auprès de Centrica de 100 % des actions de la société Segebel, société qui détient 51 % de la société SPE (Belgique) ;

- l'engagement du processus devant aboutir à la construction d'un réacteur EPR sur le site de Penly (76) ;
- la cession des parts encore détenues par EDF dans la Snet, dans le cadre d'une transaction sur des capacités de production entre E.ON, EDF et EnBW ;
- le contentieux avec la Commission européenne relatif aux contrats à long terme ;
- les modifications apportées au contrat de partenariat industriel entre EDF et le consortium Exeltium signé le 31 juillet 2008 ;
- le positionnement d'EDF pour une offre en consortium sur un projet d'EPR aux Émirats arabes unis.

En outre, le conseil d'administration a notamment également examiné :

- des projets en cours dans le domaine nucléaire : les étapes du processus d'acquisition de 49,99 % des actifs nucléaires de Constellation (États-Unis) ; l'avancement du projet de construction de l'EPR de Flamanville ;
- le projet d'accord entre EDF et Gazprom ou encore du lancement du processus d'examen des options d'évolution de la propriété de ses réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni ;
- le référentiel stratégique du Groupe tel que défini en 2007 afin de prendre en compte divers événements majeurs intervenus depuis lors : la réalisation de plusieurs opérations (ou projets) d'acquisition (British Energy, 49,99 % des actifs nucléaires de Constellation Energy Group, Segebel/SPE), les effets de la crise financière et économique mondiale sur le Groupe, et l'évolution du contexte institutionnel et réglementaire (Paquet Énergie-Climat décidé par les autorités européennes, textes législatifs découlant du Grenelle de l'Environnement, rapport de la « Commission Champsaur » sur l'organisation du marché de l'électricité en France).

1.1.4 Évaluation du fonctionnement du conseil d'administration

Le conseil d'administration s'est réuni 12 fois au cours de l'année 2009 et 26 réunions de comités se sont tenues pour préparer ces séances (cf. § 1.2).

Le taux moyen de participation des administrateurs aux Conseils a été relativement stable sur la période 2005-2009 (83,4 % en moyenne) et est de 88,9 % pour 2009. Conformément aux règles de gouvernance d'entreprise (issues notamment du Code de gouvernement d'entreprise AFEF/MEDEF de décembre 2008) qui prévoient de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du conseil d'administration, le Règlement intérieur du conseil stipule que le Comité d'éthique « réalise chaque année un bilan du fonctionnement du conseil d'administration (...) et propose des sujets de réflexion ».

EDF a en outre décidé de confier tous les trois ans à un cabinet extérieur la réalisation de cette évaluation.

L'évaluation pour 2009 du fonctionnement du conseil a été réalisée au moyen d'un questionnaire, préalablement examiné en Comité d'éthique puis envoyé à l'ensemble des administrateurs le 12 octobre 2009. Les réponses ont été dépouillées et analysées anonymement par le Secrétariat général du conseil d'administration et ont donné lieu à la réalisation d'un document de synthèse examiné par le Comité d'éthique et transmis au conseil d'administration. Le bilan d'évaluation du fonctionnement du conseil d'administration pour 2009 traduit une évolution très positive au cours des cinq années écoulées. Une très large majorité d'administrateurs estime que le fonctionnement du conseil d'administration répond aux meilleures pratiques de gouvernement d'entreprise.



1.2

Missions et fonctionnement des comités du conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le conseil s'est doté de comités spécialisés, chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière. Ces instances sont : le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique, et le Comité des nominations et des rémunérations. Les administrateurs, membres de ces comités, sont choisis par le conseil d'administration.

1.2.1 Comité d'audit

L'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 portant transposition de la directive européenne du 17 mai 2006 et relative aux Commissaires aux comptes prescrit notamment le cadre réglementaire dans lequel les comités d'audit exercent les missions qui leur sont dévolues. Pour EDF, ces nouvelles missions doivent être mises en œuvre à compter du 1^{er} septembre 2010.

Le comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'Audit, également en charge de l'animation du Contrôle Interne, et le Directeur du Contrôle des Risques Groupe. Le comité examine et donne son avis, avant présentation au conseil, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, la politique de contrôle des risques du Groupe est régulièrement examinée par ce comité qui passe en revue chaque semestre la cartographie des risques du Groupe et les méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programmes d'audit semestriels, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, ainsi que projet de rapport annuel du Président du conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes et les honoraires qui leur sont versés ;
- l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir § 1.1.1).

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, ce comité était présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres étaient Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 23 novembre 2009, le Comité d'audit est composé de Monsieur Mariani, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF, Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Messieurs Grillat, Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés. Monsieur Mariani a été nommé Président du comité par le conseil d'administration lors de sa séance du 21 janvier sur proposition dudit comité.

Le Comité d'audit s'est réuni sept fois en 2009, dont une réunion élargie à tout le conseil d'administration consacrée au budget 2009 et au Plan Moyen Terme 2009-2011, et une réunion conjointe avec le Comité de la stratégie, également élargie à tout le conseil pour faire le point sur le projet de nouvelle organisation du marché français de l'électricité, issu du rapport de la Commission Champsaur. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 82,9 %.

Au cours de l'année 2009, outre les sujets qui relèvent traditionnellement de ses missions comme l'examen des comptes annuels et semestriels, la cartographie des risques et les audits, ce comité a examiné l'impact de la crise économique et financière, la perception par les marchés du groupe EDF, la politique de risques de contrepartie, la politique d'assurances, les grands équilibres financiers pour la France ainsi que les enjeux financiers du développement nucléaire dans les pays-cibles, et ceux liés à l'extension de la durée de vie du parc nucléaire français. Il a par ailleurs entendu la restitution, par l'auditeur missionné à cet effet, de l'audit externe réalisé sur le déploiement de la politique de contrôle interne au sein du Groupe.

1.2.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossement actif-passif et d'allocation stratégique, et de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par EDF dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) qui est composé de cinq experts indépendants et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, le CSEN était présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres le composant étaient Messieurs Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État ainsi que Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 23 novembre 2009, ce comité est composé de Monsieur Crouzet, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, Messieurs Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État ainsi que de Messieurs Pesteil et Villota, administrateurs élus par les salariés. Le Président de ce comité sera désigné par le conseil d'administration en 2010 sur proposition du comité.

Le CSEN s'est réuni trois fois en 2009. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 100 %.

Au cours de l'année 2009, ce comité a examiné en particulier la synthèse des travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN). Il a suivi l'impact de la crise économique et financière sur la gestion du portefeuille d'actifs dédiés, examiné les scénarios de reprise des dotations de trésorerie aux actifs dédiés, suspendues en septembre 2008 en raison de la crise économique et financière, étudié des scénarios d'apports d'actifs au portefeuille d'actifs dédiés. Il s'est également penché sur la question de la meilleure allocation stratégique actions-obligations dans le contexte actuel.



1.2.3 Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie donne son avis au conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le conseil d'administration.

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, il était présidé par Monsieur Proglio, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres étaient Messieurs Abadie, Bézard et Sellal, administrateurs représentant l'État ainsi que Madame Daguerre, Messieurs Grillat et Pesteil, administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 23 novembre 2009, ce comité est composé de Monsieur Proglio, Président Directeur Général, Monsieur Jay, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, Messieurs Abadie, Bézard et Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que Messieurs Grillat, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés. Le Président de ce comité sera désigné par le conseil d'administration en 2010 sur proposition du comité.

Le Comité de la stratégie s'est réuni trois fois en 2009, dont une réunion conjointe avec le Comité d'éthique qui a examiné la politique de développement durable d'EDF SA et une autre avec le Comité d'audit, élargie à tout le conseil d'administration, qui a porté sur le projet de nouvelle organisation du marché français de l'électricité. Il a également examiné les stratégies amont et aval du cycle du combustible nucléaire.

Le taux moyen de participation des administrateurs est de 81 %.

1.2.4 Comité d'éthique

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine le rapport annuel hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable), le rapport d'activité du délégué à l'éthique et à la déontologie ainsi que les rapports du Médiateur, les rapports de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ainsi que celui de l'Inspecteur général de la gouvernance du secteur régulé.

De plus, le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du conseil d'administration et de l'application de son règlement intérieur, et propose des sujets de réflexion.

Jusqu'au 22 novembre 2009, il était présidé par Monsieur Aurengo, administrateur représentant l'État. Les autres membres le composant étaient Messieurs Foundoulis et Moreau, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que Messieurs Chorin, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés.

Depuis le 23 novembre 2009, ce comité est composé de Madame Faugère, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, Monsieur Van de Maele, administrateur représentant l'État ainsi que Madame Chabauty, Messieurs Maissa et Pesteil, administrateurs élus par les salariés. Le 8 décembre 2009, Monsieur Grillat a également été nommé membre de ce comité. Le Président de ce comité sera désigné par le conseil d'administration en 2010 sur proposition du comité.

Le Comité d'éthique s'est réuni huit fois en 2009. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 100 %.

Au cours de l'année 2009, ce comité a examiné en particulier le plan directeur Ressources Humaines du Groupe pour la période 2009-2011, l'accord social mondial sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise du Groupe, la politique santé au travail, la mise en œuvre du plan « Pandémie Grippe A », le renouvellement des compétences dans le domaine nucléaire, la politique de communication ainsi que les résultats de l'évaluation du fonctionnement du conseil d'administration au titre de 2008 et 2009.

Par ailleurs, ce comité a effectué deux déplacements en 2009 : l'un au Laos conjointement avec le conseil médical d'EDF dans le cadre de l'aménagement hydroélectrique sur la rivière Nam Theun, l'autre à la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine (77) dans le cadre de la continuité des visites organisées annuellement, depuis 2004, afin d'appréhender les enjeux liés à la politique de sous-traitance d'EDF dans le nucléaire.

1.2.5 Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations transmet au conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au ministre chargé de l'Économie et des Finances et au ministre chargé de l'Énergie, un avis sur la rémunération du Président Directeur Général (PDG) portant sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par le PDG au regard des objectifs fixés), et les rémunérations périphériques du PDG. Il adresse également cet avis au conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il examine les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués (DGD) et émet un avis sur les propositions de rémunérations que le Président Directeur Général lui soumet sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par chaque DGD au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques de chaque DGD. Il adresse ses propositions et son avis, pour approbation, au ministre chargé de l'Économie et des Finances et au ministre chargé de l'Énergie, et le communique également au conseil d'administration. Le conseil d'administration délibère et fixe le salaire, les objectifs et les rémunérations périphériques des DGD.

Il transmet au conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

Les éléments relatifs aux rémunérations des mandataires sociaux, y compris les jetons de présence figurent au chapitre 1.18.7.2 du rapport de gestion d'EDF.

Jusqu'au 22 novembre 2009 inclus, il était présidé par Monsieur Lafont, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres le composant étaient Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF et Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État. Monsieur Lafont a été nommé Président du comité par le conseil d'administration lors de sa séance du 21 janvier sur proposition dudit comité.



Depuis le 23 novembre 2009, le Comité des nominations et des rémunérations est composé de Messieurs Jay et Lafont, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalités externes au groupe EDF et de Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni cinq fois en 2009. Le taux moyen de participation des administrateurs est de 86,7 %.

Au cours de l'année 2009, le comité a notamment examiné les bonus 2008 du Président Directeur Général et des Directeurs Généraux Délégués, émis un avis sur leur rémunération au titre de 2009 et fixé les critères de calcul des bonus 2009. Il a également étudié les profils des six administrateurs proposés à la nomination de l'Assemblée générale des actionnaires du 5 novembre.

1.3

Information et formation des administrateurs

Le Président Directeur Général porte régulièrement à la connaissance des membres du conseil d'administration les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus entre les séances du conseil d'administration.

Le Secrétariat Général du conseil d'administration communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter

par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société et du Groupe. Ils font part de leur demande au Secrétaire du conseil.

En outre, le Secrétariat du conseil d'administration organise des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu ou sur demande des administrateurs, de même que les formations dont ces derniers souhaitent bénéficier.

1.4

Code de gouvernement d'entreprise

Après avoir pris connaissance des recommandations AFEP/MEDEF d'octobre 2008 reprises par la communication du Conseil des ministres du 7 octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, et sur proposition du Comité des rémunérations, le conseil d'administration du 17 décembre 2008 a exprimé son accord sur ces recommandations. Le conseil a considéré que ces recommandations s'inscrivent dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF, mise en œuvre

de longue date, et a constaté que les recommandations applicables à la Société étaient déjà mises en œuvre par elle.

Sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables, ces recommandations font partie intégrante du Code de gouvernement d'entreprise AFEP/MEDEF de décembre 2008 auquel se réfère la Société, en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

1.5

Assemblées générales

Les modalités relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale figurent à l'article 20 des statuts de la Société, et sont décrites à la section 21.2.6 du document de référence d'EDF.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le rapport financier annuel de la Société.



2 Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif du présent document n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2009, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2009.

2.1 Environnement de contrôle

2.1.1 Organes de pilotage de Direction

Les organes de pilotage fonctionnant jusqu'au 22 novembre 2009 répondaient à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées et associer les opérationnels aux mécanismes de décision.

Le TOP 4, qui regroupait le Président Directeur Général et les trois Directeurs Généraux Délégués, était l'organe décisionnel de la Direction. Le Comité exécutif (Comex), instance d'échange stratégique et de concertation sur tous les sujets transverses, était composé des membres du TOP 4, des Directeurs Généraux Adjointes, du Secrétaire Général, du Directeur Général d'EDF Energy, du Président du Directoire d'EnBW et de l'administrateur délégué d'Edison.

Des comités spécifiques décisionnels, en nombre réduit, complétaient l'action du TOP 4 : le Comité coordination France, le Comité des engagements et participations, dont une forme *ad hoc* peut traiter des seuls combustibles (Comité des engagements combustibles), le Comité des cadres dirigeants, le Conseil de la sûreté nucléaire, le Comité amont-aval trading, et le Directoire Nucléaire International. Des comités ou directoires *ad hoc* complétaient également le dispositif pour prendre en charge les enjeux majeurs non récurrents, comme par exemple le projet d'intégration de British Energy au sein du Groupe.

La décision du 14 mars 2008 a par ailleurs précisé les modalités de gouvernance par EDF de ses deux filiales du secteur régulé (RTE et ERDF), eu égard aux obligations réglementaires spécifiques à ces activités. Un Comité des actifs régulés rassemblant notamment autour du TOP 4 les Présidents des Conseils de surveillance de RTE et ERDF, ainsi que l'Inspecteur Général de la gouvernance du secteur régulé, a été créé afin d'assurer la préservation des intérêts patrimoniaux d'EDF dans le secteur régulé tout en garantissant l'autonomie de gestion des filiales concernées.

Les modalités de gouvernance opérationnelle postérieures à la mise en place de la nouvelle Direction générale seront définies au cours des prochaines semaines et feront l'objet d'une présentation détaillée dans le cadre du prochain rapport du Président.

2.1.2 Politique de Contrôle Interne

La déclinaison de la Politique de Contrôle Interne et d'Audit interne (PCIA), signée par le Président le 7 mars 2006, s'est poursuivie au sein des sociétés du Groupe, avec des modalités d'application différentes selon les entités, et en élargissant son périmètre et son niveau de profondeur tout au long de l'année 2009.

Cette Politique, qui a été conçue pour donner une assurance raisonnable de la maîtrise des risques d'EDF, se réfère au COSO et repose sur quatre principes complémentaires, à savoir :

- la responsabilité managériale : chaque manager est responsable de la mise en place et du fonctionnement d'un dispositif lui permettant de maîtriser son périmètre de responsabilité et de vérifier que ce qu'il a subdélégué est également maîtrisé ;
- l'obligation de reporting : les dirigeants rendent compte annuellement de leur dispositif de contrôle interne *via* un rapport décrivant et autoévaluant le dispositif en place ;
- l'audit systématique : tous les trois ans environ, le dispositif de chaque entité fait l'objet d'un audit « indépendant » ;
- le progrès permanent, qui est assuré par la « mise en tension » du couple auto-évaluation/audit.

Ces quatre principes-clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), la maille de déclinaison correspond aux principales Directions opérationnelles d'EDF SA (qui maîtrisent elles-mêmes souvent plusieurs unités opérationnelles ou filiales dites « du deuxième cercle ») et les filiales contrôlées directement rattachées à la Direction (dites « du premier cercle »).

Chaque directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs est assurée par la Direction de l'Audit (professionnalisation, réunions périodiques, élaboration de référentiels de contrôle et d'auto-diagnostic, fonds documentaire partagé sur Intranet...).



Un guide de contrôle interne a été élaboré et proposé à chaque entité pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide, construit sur la base des chapitres du COSO, caractérise les domaines de risque concernés, identifie les principaux objectifs de contrôle à explorer, et propose des bonnes pratiques à mettre en œuvre. Il est enrichi annuellement sur la base du retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle, issues par exemple de nouvelles politiques internes.

Fin 2009, chacune des 36 entités concernées a élaboré pour la troisième fois un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment une description de son dispositif de contrôle interne, une auto-évaluation de ce dispositif, l'engagement du directeur de l'entité quant à son ambition, et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cette ambition. Il apparaît à fin 2009, sur la base de ces auto-évaluations managériales, que le déploiement de la PCIA est réalisé à plus de 90 %.

Conformément aux engagements pris, deux tiers environ des dispositifs de contrôle interne d'entités ont été audités depuis 2008 par la Direction de l'Audit Groupe, qui poursuivra cette démarche afin d'achever l'audit de l'ensemble des entités concernées en 2010. Ces audits ont confirmé, sur le périmètre audité, le déploiement satisfaisant des principes de la PCIA, ainsi qu'une bonne fiabilité des auto-évaluations dans la grande majorité des cas, ce qui conforte le niveau d'assurance issu des auto-évaluations déclaratives. Les voies de progrès qui sont identifiées lors de ces audits font l'objet de recommandations formulées par la Direction de l'Audit Groupe, et de plans d'actions de la part des managers. Leur mise en œuvre est suivie par la Direction de l'Audit Groupe.

Les entités fonctionnelles ont, quant à elles, élaboré dès 2007 les objectifs de contrôle relatifs à l'application des politiques majeures de leur champ de responsabilité. Ces objectifs, validés en octobre 2007 par le TOP 4, ont été intégrés dans le guide de contrôle interne et ont été déclinés par les entités opérationnelles, conformément à la PCIA. Ces éléments sont revus chaque année et aménagés le cas échéant pour tenir compte des évolutions en cours. En 2009, de nouveaux objectifs de contrôle ont été intégrés, par exemple dans le domaine des risques marchés énergies.

Par ailleurs, toute suspicion significative de dysfonctionnement de processus ou de défaillance de contrôle interne conduit à la réalisation d'une mission d'audit spécifique, que ce soit dans le cadre du programme proposé par la DAi ou à la demande de la Direction (audit flash), et à la mise en place des plans d'action correspondants.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées, filiales co-contrôlées et participations significatives), la décision du Président du 22 septembre 2008, visant à renforcer la maîtrise des risques de l'ensemble des filiales du Groupe via un missionnement explicite des administrateurs représentants EDF au sein des instances de gouvernance, a été progressivement mise en œuvre. Cette décision vise à s'assurer pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats), ainsi que d'une vérification de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit triennal indépendant. Cette mise en œuvre est réalisée sous pilotage général de la Direction de l'Audit Groupe et de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, chacune pour ce qui la concerne. Elle est accompagnée par un appui technique de ces deux Directions :

- aux administrateurs « EDF » de la quinzaine de filiales « du premier cercle », pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;

- aux directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux administrateurs des filiales « du deuxième cercle » de leurs champs de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'auto-évaluation.

Des outils d'aide aux administrateurs ont été élaborés par la Direction de l'Audit : « *vade-mecum* » à l'attention des administrateurs, précisant les éléments techniques utiles à la bonne mise en œuvre de la décision du 22 septembre 2008 citée ci-dessus, un cahier des charges-type pour mener l'audit externe triennal du dispositif de contrôle interne et de gestion des risques demandé par la PCIA. Il est à noter plus particulièrement que les deux principales filiales étrangères co-contrôlées (EnBW et Edison) ont poursuivi le déploiement de leurs dispositifs propres de contrôle interne, en tenant compte de la transposition dans leur droit national respectif des directives européennes 2006/43 et 2006/46. Des échanges réguliers ont eu lieu entre ces deux filiales majeures et la Direction de l'Audit Groupe afin de partager sur les outils, les référentiels et l'expérience acquise au sein d'EDF depuis 2006, et de préparer les évolutions à mettre en œuvre au regard de la transposition des 4^e, 7^e et 8^e directives européennes.

Les filiales régulées (RTE et ERDF) déploient également leurs propres dispositifs de contrôle interne et en rendent compte à travers leurs organes de gouvernance.

Enfin, un audit d'état des lieux du dispositif de contrôle interne a été mené suite à l'acquisition de British Energy, afin d'aider à son intégration au sein d'EDF Energy, pour ce qui concerne la maîtrise des risques et le contrôle interne.

2.1.3 Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne

2.1.3.1 LA DIRECTION FINANCIÈRE (DF)

La DF assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. En 2009, le Directeur Général Délégué Finances a présidé le Comité des engagements et participations (cf. 2.3.1.2.1).

Au sein de la Direction Controlling Groupe :

Le Contrôle de Gestion a pour missions :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe⁽¹⁾ (budgets et plans à moyen terme découlant du Projet Industriel), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;
- d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de re-prévisions quatre fois par an) ainsi que des résultats opérationnels, est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière.

¹ Le périmètre du cycle de gestion Groupe est celui des comptes consolidés dont le détail est précisé dans l'annexe aux comptes consolidés.



Le contrôle de gestion est intégré au niveau de chaque entité managériale. Les contrôleurs de gestion font partie du Comité de direction des entités auxquelles ils appartiennent. En 2009, les Directeurs Gestion Finances des Directions ont été nommés et évalués sous le contrôle du Directeur Général Délégué Finances.

La Comptabilité a pour missions de :

- définir le cadre de cohérence du système d'information comptable, dans le respect des normes en vigueur, et assurer une veille permanente sur leurs évolutions ;
- contrôler la qualité de la comptabilité en élaborant un référentiel de Groupe qui garantit l'unicité des traitements comptables et leur correcte alimentation par les processus amont ;
- mettre à jour annuellement, pour EDF, les référentiels de contrôle interne et de mesure de la qualité comptable déclinés par processus, et d'organiser un retour sur la mise en œuvre par les entités des contrôles prescrits dans le domaine comptable et financier (cf. § 2.3.2.3).

Par ailleurs, concernant les filiales, les politiques de contrôle interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

2.1.3.2 LA DIRECTION DU CONTRÔLE DES RISQUES GROUPE (DCRG)

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel.

Face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG ») qui a en particulier pour missions de :

- déployer le processus de cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées, et construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (cf. § 2.2) ;
- alerter le Président Directeur Général et la « Tête de Groupe » sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- consolider et actualiser la politique de contrôle des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (cf. § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (cf. § 2.3.1.1) ;
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (cf. § 2.3.1.1.1) ;
- définir, déployer et consolider une politique de contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions et contrepartie) sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (cf. § 2.3.1.1.2) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau « Tête de Groupe » ;
- actualiser la politique en matière de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités de coopération en période de crise avec les filiales régulées et – via les Directions de rattachement – avec les filiales co-contrôlées (cf. § 2.2) ;

- assurer le pilotage pour le Groupe des activités d'intelligence économique, et notamment le contrôle de l'ensemble des fournisseurs et marchés sensibles, en liaison avec la Direction des Achats et les Directions métiers concernées, sur le périmètre d'EDF.

2.1.3.3 LA FONCTION AUDIT DE GROUPE

La fonction audit de Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, maison mère et filiales, exerçant une activité d'audit interne. Le Président Directeur Général a confié l'animation de cette fonction au Directeur de l'Audit Groupe. Elle est organisée autour de la Direction de l'Audit Groupe, et d'équipes d'audit « opérationnel » : équipes d'audit « métiers » (dans les domaines production ingénierie et commerce à EDF), et équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères (RTE, ERDF, EDF Energy et EDF Trading, EnBW, Edison).

La Direction de l'Audit Groupe (DAI) est en charge du contrôle des dispositifs de contrôle interne d'EDF et de ses filiales contrôlées, y compris l'audit des équipes d'audit opérationnelles correspondantes. La DAI réalise par ailleurs des audits transverses ou d'importance « corporate » pour le Groupe, sur le même périmètre, et le cas échéant au-delà, dans le respect des contraintes réglementaires et de gouvernance⁽¹⁾. Enfin, la Direction de l'Audit Groupe veille à la bonne mise en œuvre de la décision du 22 septembre 2008 pour ce qui concerne la fonction audit des filiales régulées et co-contrôlées (voir plus haut).

La DAI assure une animation fonctionnelle de la filière (échanges de bonnes pratiques, actions de professionnalisation, mise au point d'outils et méthodes...).

NORMES DE QUALIFICATION POUR CE QUI CONCERNE EDF SA ET LES FILIALES CONTRÔLÉES :

- la Direction de l'Audit Groupe applique les normes internationales définies par « *The Institute of Internal Auditors* », et en assure la promotion, ainsi que le contrôle au sein du périmètre accessible (voir plus haut) ;
- les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs, ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour le 7 mars 2007 à l'occasion de la promulgation de la nouvelle politique de Contrôle Interne. Cette charte rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et son lien hiérarchique direct avec le Président Directeur Général, les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités ;
- le Directeur de l'Audit est directement rattaché au Président Directeur Général ;
- tous les auditeurs de la Direction de l'Audit corporate et des Directions d'Audit d'EDF SA et des filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie, alignée sur les normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers d'EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission et une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants ;

¹ Selon des accords au cas par cas via les instances de gouvernance pour les filiales non contrôlées et les filiales régulées.



- suite à la mise en place d'une filière audit sur le périmètre contrôlé, le nombre total d'auditeurs intégrant les auditeurs des Directions métiers (production, commerce, EDF Energy et EDF Trading) aux auditeurs corporate est de 0,95 auditeur pour 1 000 salariés et de 1,49 auditeur par milliard d'euros de CA, pour une moyenne observée dans l'industrie qui est de 0,56 auditeur pour 1 000 salariés ⁽¹⁾ et 2,46 auditeurs par milliard d'euros de CA ;
- les processus-clés utiles au bon fonctionnement de la Direction de l'Audit sur l'ensemble de la chaîne d'activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits sous forme de plans qualité faisant l'objet de revues régulières.

Une évaluation indépendante a été menée en 2008 et a porté sur le fonctionnement des processus opérationnels et la qualité des audits réalisés par la Direction de l'Audit d'une part, ainsi que sur l'exhaustivité et la pertinence de la prise en compte du cadre de référence de l'AMF dans la définition et le processus de déploiement de la nouvelle politique de contrôle interne du Groupe d'autre part. Cette évaluation a confirmé la pertinence des actions engagées et des moyens mis en œuvre. Elle a par ailleurs proposé quelques voies de progrès qui ont fait l'objet d'un plan d'actions en cours de déploiement.

NORMES DE FONCTIONNEMENT POUR CE QUI CONCERNE EDF SA ET LES FILIALES CONTRÔLÉES :

- la Direction de l'Audit Groupe anime le déploiement de la politique de contrôle interne et la filière contrôle interne, assure le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses Directions et filiales contrôlées, et réalise les audits transverses et de niveau corporate ;
 - le programme d'audit semestriel est arrêté par le Président Directeur Général puis examiné en Comité d'audit qui en rend compte au conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :
 - la politique de contrôle interne du Groupe (missions d'audits des dispositifs de contrôle interne des entités du périmètre contrôlé),
 - les risques identifiés dans la cartographie des risques Groupe,
 - le suivi de la mise en œuvre des décisions de la Direction Générale,
 - les grands projets et les principaux processus transverses,
 - les demandes du management de la Direction, hors audits flashes demandés en cours d'exécution du programme,
 - les éventuels audits de filiales contrôlées de second rang, réalisés en prestation pour le compte des Directions qui en ont la charge (par exemple, Direction Internationale et Synergies Groupe),
 - les éventuels audits conjoints avec EnBW pour le périmètre de cette structure, ainsi qu'avec Veolia Environnement pour le périmètre de Dalkia International, et les audits « corporate » réalisés au périmètre d'EDF Energy et d'EDF Trading.
- Le programme des équipes d'audit métiers est coordonné avec celui de la Direction de l'Audit Groupe, qui dispose d'un « droit de préemption » pour la réalisation des audits métiers relevant d'un risque de niveau corporate ;
- tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'actions de leur part, soumis à validation de la Direction de l'Audit. Au cours de l'année qui suit, la Direction de l'Audit s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives, une clôture satisfaisante de l'audit n'étant prononcée que lorsque ces actions sont définitivement mises en place. *A contrario*, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée ;

- un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la Direction de l'Audit. Il récapitule les principaux constats d'audit et les actions managériales correctrices correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière de la Direction. Ce rapport est présenté au Président Directeur Général puis au Comité d'audit.

Une fois par an, ce rapport présente par ailleurs une synthèse des auto-évaluations des diverses entités sur le niveau de déploiement de la politique de contrôle interne au sein du Groupe (y compris mise en œuvre de la décision du 22 septembre 2008 pour ce qui concerne les filiales régulées et co-contrôlées).

2.1.3.4 LA DIRECTION JURIDIQUE (DJ)

Afin d'intervenir au plus près des instances de décision, que cela soit au niveau de la Direction, des Directions ou au niveau régional, l'organisation de la DJ est calée sur celle d'EDF. La DJ est saisie pour la rédaction des contrats ainsi que pour l'analyse des risques juridiques relatifs aux projets de l'entreprise. Elle assure également le suivi centralisé des contentieux importants. L'ensemble de ses activités lui permet d'exercer une fonction d'alerte et de prévention des contentieux.

Suite à une décision du Président Directeur Général de mai 2007, la Direction Juridique pilote la mise en place d'une contrathèque, base de données visant à centraliser l'ensemble des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et filiales co-contrôlées). La phase de déploiement opérationnel s'est achevée en 2009 concernant EDF et s'est poursuivie s'agissant des filiales susvisées.

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président Directeur Général délègue certains des pouvoirs qu'il a reçus du conseil d'administration à certains collaborateurs. Depuis juin 2003, les délégations de pouvoirs ont permis une mise sous contrôle plus forte des achats en déléguant le pouvoir de signature des contrats d'achat au seul Directeur des Achats, sous réserve des pouvoirs du conseil d'administration en la matière (cf. § 1.1.1).

La délégation « représentant de l'exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Production Nucléaire et Ingénierie Nucléaire.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, réseaux électriques...) sont délivrées par chaque chef d'établissement qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnel EDF et prestataires.

Dans le courant de l'année 2007, la Direction Juridique a formulé un certain nombre de recommandations s'agissant des délégations existantes ; le processus de signature des nouvelles délégations de pouvoirs a donc été initié en 2007, et s'est poursuivi en 2008 et a été quasi finalisé en 2009. Par ailleurs, un *vade-mecum* sur les délégations de pouvoirs et de responsabilités a été diffusé en novembre 2008 afin d'assurer une meilleure information des entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles

¹ Source benchmark club des DAI : résultat de l'enquête sur la pratique de l'audit interne en France en 2009 diffusé le 13 décembre 2009.



de gestion des délégations de pouvoirs. Compte tenu des évolutions d'organisation intervenues récemment, les délégations de pouvoirs sont en cours de mise à jour. Par ailleurs, le processus de gestion des délégations de pouvoirs a été revu en 2009 pour améliorer notamment leurs délais de production. Ce chantier doit se poursuivre en 2010 avec la mise en place d'un système d'information dédié.

2.1.5 Démarches Éthique et Qualité Environnementale

2.1.5.1 DÉMARCHE ÉTHIQUE

La démarche éthique basée sur une décision du Président Directeur Général du 15 mars 2007, s'appuie sur un document de référence, le Mémento éthique.

À partir des cinq valeurs du Groupe – respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité, exigence d'intégrité –, il développe pour EDF les principes d'action relatifs à l'entreprise et les lignes de conduite individuelle préconisées.

Le document, diffusé à partir du dernier trimestre 2007 dans toutes les Directions d'EDF, est remis individuellement par son manager à chaque salarié et doit faire l'objet d'une action d'accompagnement et d'appropriation individuelle ou collective. La désignation dans chaque Direction, puis progressivement dans chaque Unité, d'un correspondant éthique chargé d'assister le manager qui le nomme dans la promotion du Mémento et le respect effectif des valeurs sur le terrain, renforce le dispositif éthique existant.

Les valeurs d'EDF servent de lignes directrices aux démarches éthiques des filiales, aux codes déontologiques développés dans les métiers et certains domaines ainsi que pour des processus fondamentaux comme le recrutement (référentiel d'embauche), la formation (sensibilisation des salariés), les relations avec les fournisseurs et la sous-traitance (charte fournisseur, accords sociaux sur la sous-traitance), et également pour l'évaluation des performances individuelles et collectives (entretien individuel, critères d'intéressement).

En 2008, la création d'un Comité de développement durable Groupe composé des responsables du Développement Durable de différentes filiales telles qu'EDF Energy, Demasz, les filiales polonaises, EnBW et Edison, permet de mettre en cohérence les démarches éthiques.

Le dispositif d'alerte éthique, mis en place à partir de 2004 sur le périmètre d'EDF, reconnaît à tout salarié, comme à tout partenaire externe, un droit d'interpellation, confidentiel mais non anonyme, sur la manière dont l'entreprise respecte ses engagements éthiques, dans ses actions comme dans le comportement de ses salariés. La consultation du Délégué Éthique est réalisée pour l'essentiel à travers une messagerie éthique sécurisée. Par ailleurs, depuis 2008, dans le cadre du renforcement de la démarche éthique, un numéro d'appel type N° Vert, anonyme et gratuit, a été mis en place pour permettre à tout salarié de témoigner auprès de conseillers externes, qualifiés en psychologie, de difficultés rencontrées dans sa vie au travail.

Le bilan d'activité du Délégué Éthique, tant pour ce qui concerne le déploiement de la démarche éthique que le fonctionnement du dispositif d'alerte est présenté chaque année au Comité d'éthique du conseil d'administration. En 2010, le bilan de la démarche éthique au sein d'EDF et du Groupe sera intégré dans la revue managériale de responsabilité sociale.

2.1.5.2 DÉMARCHE QUALITÉ ENVIRONNEMENTALE

Le groupe EDF s'est doté en 2009 d'une Politique Développement Durable concrétisée par la signature d'engagements communs par 15 dirigeants des principales sociétés du Groupe. Ces engagements donnent un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'expriment autour de trois enjeux :

- le changement climatique et la protection de la biodiversité ;
- l'accès à l'énergie et la proximité territoriale ;
- la contribution au débat sur le développement durable.

La mise en œuvre de ces engagements est animée par le « Sustainable Development Committee », organe de gouvernance Groupe créé et mis en place en 2008.

Ce comité tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du Système de Management Environnemental conforme à la norme ISO 14001.

Le « groupe EDF » est en effet certifié ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Dans le cas présent, le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles), plusieurs filiales françaises (dont les filiales régulées RTE et ERDF), ainsi que des filiales étrangères, dont EDF Energy. Par ailleurs, EnBW et Edison sont également certifiées ISO 14001 (mais non incluses actuellement au périmètre du certificat Groupe). Après un premier renouvellement obtenu en 2005, le deuxième renouvellement de ce certificat a été prononcé en 2008 par l'organisme certificateur indépendant DNV.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe.

2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des Directions de l'entreprise pour leur périmètre. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues par chaque Direction, réparties entre la Direction et le Centre de Services Partagés Informatique et Télécommunications de la Direction des Services Partagés qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et les filiales, notamment régulées.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des SI Groupe qui anime la filière SI au travers de politiques communes, la gouvernance des SI étant assurée à deux niveaux dans l'organisation :

- les décisions et arbitrages stratégiques sont soumis, selon leur nature et le périmètre concerné, à un des Comités décisionnels d'EDF (cf. § 2.1.1) ;
- les autres décisions importantes sont prises au sein d'un comité des Directeurs des Systèmes d'Information qui représentent les Directions.

2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des Comptes, des Contrôleurs d'État, de l'Inspection des Finances, des Commissions des Affaires Économiques de l'Assemblée nationale et du Sénat, et de la Commission des Marchés.



Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux d'EDF, comptes consolidés), effectuent un examen limité et donnent leur opinion sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par la Direction Générale de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection.

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2

La politique de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :

- permettre l'identification et la hiérarchisation des risques dans tous les domaines en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, sous la responsabilité du management opérationnel ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- répondre aux attentes et informer les parties prenantes externes sur les risques du Groupe et sur le processus de management de ces risques.

D'une façon générale, la gestion des risques est de la responsabilité des entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques (complétée par des filières de contrôle spécifiques notamment pour les risques marchés financiers et marchés énergies – cf. § 2.3.1.1). Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques. Selon ces principes, chaque semestre, en cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et co-contrôlées (à l'exception de Dalkia International). Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques...). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques majeurs sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par la « Tête de Groupe ». Les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits au chapitre « Facteurs de risques » du document de référence.

La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par la « Tête de Groupe » et d'une présentation au Comité d'audit du conseil d'administration d'EDF. Elle fait également l'objet d'échanges réguliers avec les états-majors des principales Directions contributrices et les membres de la filière contrôle des risques.

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus : notamment le ciblage du processus de contrôle interne, l'élaboration du programme d'audit, la politique Assurances et sa mise en œuvre, la documentation financière (notamment le chapitre « Facteurs de risques » du document de référence), l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels d'EDF (« Tête de Groupe », Comité des engagements et des participations, Comité des engagements combustibles, Comité amont-aval trading, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements long terme en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés aux Comités des engagements.

En complément, une politique de gestion de crise, dont la dernière actualisation a été signée par le Président Directeur Général en juin 2005, est mise en œuvre sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées. Elle consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de dispositifs de gestion de crise pertinents, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF participant à la gestion de la crise et dans les filiales contrôlées ;
- à définir les modalités de coopération avec les filiales régulées et – *via* les Directions de rattachement – avec les filiales co-contrôlées, en période de crise ;
- à vérifier la cohérence d'ensemble.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et de capitaliser les retours d'expérience. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.



2.3

Les activités de contrôle du Groupe

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives à la réalisation et à l'optimisation des opérations

2.3.1.1 POLITIQUES SECTORIELLES DE CONTRÔLE DES RISQUES

2.3.1.1.1 CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

La politique de risques marchés énergies, formalisée par la décision du Président Directeur Général du 9 décembre 2005, codifie la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Pour les filiales régulées et les filiales co-contrôlées, la politique de risques marchés énergies et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés (conseil d'administration, Comité d'audit). Cette note de politique décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction d'EDF en cas de dépassement des limites de risques ; à noter qu'un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire ;
- l'indépendance de la filière contrôle des risques marchés énergies, organisée en deux niveaux, les entités réalisant le contrôle opérationnel et le département Risques Marchés Énergies Groupe de la DCRG assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions. La Direction valide annuellement les mandats de gestion de risques des entités qui lui sont présentés avec le budget.

2.3.1.1.2 CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS

EDF a mis en place un département Contrôle des Risques Financiers, en charge du contrôle des risques de taux, de change, de liquidité et de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce *via* :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière, notamment au travers du calcul régulier d'indicateurs de risque et du suivi de limites de risque ;
- des missions de contrôle – méthodologie et organisation – sur les entités d'EDF et les filiales contrôlées ;
- le contrôle opérationnel de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique le Directeur Trésorerie Groupe, le chef de la salle des marchés et le responsable du Contrôle des Risques Financiers, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Un comité *ad hoc* vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques éventuelles.

Il est rendu compte de la mise en œuvre des politiques de gestion des risques financiers au Comité d'audit selon un rythme annuel.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, le Département Contrôle des Risques Financiers (DCRF) est rattaché à la Direction Contrôle des Risques Groupe (DCRG). Ce département conserve un lien fonctionnel avec la Direction Corporate Finance Trésorerie.

2.3.1.2 CONTRÔLES SPÉCIFIQUES

2.3.1.2.1 PROCÉDURE D'APPROBATION DES ENGAGEMENTS

Le Comité des engagements et des participations (CEP) examine l'ensemble des engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment les projets d'investissement, les projets de cessions, les contrats long terme et « Combustibles ». Il valide, sauf cas particulier, tout investissement d'un montant supérieur à 20 millions d'euros. Depuis fin mars 2003, les réunions du comité sont systématiquement précédées d'une réunion où sont associés les experts du niveau corporate (DCRG, DJ, DF, DAI...) afin de vérifier l'exhaustivité et la profondeur des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts et en particulier la valorisation des scénarios de stress.

2.3.1.2.2 CONTRÔLE DES SYSTÈMES D'INFORMATION (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière SI

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'objectifs de contrôle à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière. Ces politiques touchent en particulier à la sécurité des Systèmes d'Information, au pilotage des projets SI, à la gestion des risques SI et au respect de la loi Informatique et Libertés.

Les actions en aval du diagnostic concernant la robustesse du dispositif de contrôle interne des Systèmes d'Information d'EDF lancé conjointement en 2008 par la DSI Groupe et la Direction de l'Audit ont été mises en œuvre courant 2009 :

- sur la base des objets de contrôle interne SI en annexe du Guide de contrôle interne du Groupe, l'évaluation en 2009 par les Directions pour le domaine SI a pris en compte les plans d'action issus du retour d'expérience de 2008 ; pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie désormais sur le référentiel externe du COBIT ;
- l'animation du contrôle interne spécifique aux thématiques SI est mise en œuvre depuis 2009 par la DSI à deux niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des animateurs du contrôle interne SI et le Comité des directeurs des Systèmes d'Information qui représentent les Directions ;
- le plan d'actions du contrôle interne SI intègre des contrôles de deuxième niveau expert.



Actions dans le domaine de la sécurité des SI

La politique de Sécurité des Systèmes d'Information du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du groupe EDF. Pour EDF SA et ERDF, l'ajustement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis au rythme mensuel par un comité de sécurité, présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les Responsables de Sécurité des Systèmes d'information des entités du périmètre. Ce comité rend compte au Comité de sécurité du SI (CSSI), comité stratégique créé en 2009, composé des membres du Comité des directeurs des Systèmes d'Information pour les Directions, et des représentants de la DIRSEC et de la DCRG.

2.3.1.2.3 L'ADMINISTRATION ET LA SURVEILLANCE DES FILIALES

Toute société filiale ou en participation (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur, membre du Comex ou par son délégué. Celui-ci propose les administrateurs représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés, et leur adresse une lettre de mission et une lettre d'objectifs. Une actualisation de ces rattachements est validée chaque année par le Comité des cadres dirigeants.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, en place depuis 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction ;
- au suivi des « compositions-cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des sociétés Filiales et Participations, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement ;
- au respect du processus de désignation des administrateurs, préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la composition-cible, contrôle du nombre de mandats, avis du hiérarchique de l'administrateur proposé...);
- à la professionnalisation des nouveaux administrateurs (séminaire de formation initiale pour les nouveaux administrateurs avec l'appui de l'Université Groupe, information *via* le site Internet de la communauté administrateurs, formation permanente *via* les ateliers administrateurs).

2.3.1.3 AUTRES POLITIQUES DE CONTRÔLE

EDF a également défini :

- une politique santé-sécurité, signée par le Président en octobre 2003 ;
- une politique d'assurances présentée initialement au conseil d'administration du 1^{er} juillet 2004. Le conseil a alors pris acte du bilan présenté sur la situation d'EDF et de ses filiales contrôlées au regard des risques assurables identifiés et sur les couvertures mises en place. Il a validé un programme de travail destiné à renforcer la connaissance des risques assurables du Groupe, à développer la dimension groupe des assurances, à améliorer et optimiser les couvertures existantes et à mettre en place de nouvelles couvertures. Un point sur l'avancement de la mise en œuvre du programme de travail du 1^{er} juillet 2004 a été présenté au Comité d'audit du 5 mai 2006 et à celui du 2 avril 2007, qui a approuvé ses lignes de développement futures. EDF a fait réaliser fin 2007, par un consultant externe, une comparaison des niveaux, étendue et coûts des couvertures des risques d'EDF par l'assurance ou le transfert aux marchés financiers avec ceux d'autres grands groupes industriels comparables. Les conclusions de cette étude ont été présentées au Comité d'audit du 25 juin 2008

qui a également pris connaissance de la vision actualisée des risques assurables. En 2009, les synergies réalisées grâce à l'entrée de British Energy dans le périmètre contrôlé du Groupe ont été exposées lors du point annuel en Comité d'audit le 30 juin.

2.3.2 Les procédures de contrôle relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

2.3.2.1 COMPTES CONSOLIDÉS DU GROUPE EDF

2.3.2.1.1 PRINCIPES ET NORMES COMPTABLES DU GROUPE

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF⁽¹⁾ sont conformes aux règles internationales (IFRS, IAS et interprétations) telles qu'approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2009. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

2.3.2.1.2 PROCÉDURES D'ÉTABLISSEMENT ET DE CONTRÔLE DES COMPTES CONSOLIDÉS

La politique de contrôle interne du domaine comptable a été définie en 2007 par la Division Comptabilité Consolidation. Elle rappelle les objectifs de fiabilité et de conformité des informations comptables publiées, de préservation des actifs et de prévention et détection des fraudes. Elle concerne le pilotage de l'organisation comptable, les processus amont permettant d'alimenter la base des données comptables et le processus de production de l'information, d'arrêté comptable et de communication financière.

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe, selon un plan de comptes unique.

Les comptes consolidés annuels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le conseil d'administration et approuvés en Assemblée générale. Les comptes consolidés semestriels résumés sont présentés au Comité d'audit et au conseil d'administration.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'un planning détaillé de tous les livrables attendus de chaque acteur concerné par la publication des états financiers, les analyses des comptes, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêts annuels. Des réunions avec les Directions de la maison mère et les filiales permettent de préparer chaque arrêté comptable semestriel et annuel, d'anticiper l'évolution de certains traitements et de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Des indicateurs sont suivis pour mesurer le respect des délais et la qualité des informations remontées. Une analyse *a posteriori* des conditions de réalisation permet d'améliorer régulièrement le processus de production et d'analyse des comptes consolidés.

L'unicité de langage financier de la Comptabilité et du Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles ;
- la communication financière externe et le pilotage interne.

¹ Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans l'annexe aux comptes consolidés.



Cette communauté de langage facilite le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

Le pilotage de la performance et le dialogue de gestion s'appuient sur des données produites selon les normes comptables Groupe, telles qu'elles sont mises en œuvre pour la publication des comptes consolidés.

2.3.2.1.3 CONTRÔLE INTERNE DE LA QUALITÉ DE LA COMPTABILITÉ AU SEIN DU GROUPE

Les politiques de contrôle interne comptables des sociétés du Groupe relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

2.3.2.2 COMPTES DE LA MAISON MÈRE EDF

2.3.2.2.1 PRINCIPES ET NORMES COMPTABLES

Les comptes sociaux de la maison mère EDF sont établis conformément à la réglementation française. Les options compatibles avec les règles internationales sont privilégiées lorsque cela est possible.

Grâce à un réseau de correspondants au sein des Directions opérationnelles, la traduction en comptabilité des nouvelles activités ainsi que les impacts de la transposition de nouvelles normes comptables ou nouveaux règlements sont assurés.

2.3.2.2.2 PROCÉDURE D'ÉTABLISSEMENT ET DE CONTRÔLE DES COMPTES

Depuis le 1^{er} janvier 2009, la comptabilité transactionnelle d'EDF SA (hors DCFT, Division Combustible Nucléaire et Systèmes Énergétiques Insulaires) est confiée à un Centre de Services Partagés Comptabilité au sein de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des pactes de gouvernance fixent les responsabilités respectives des Directions opérationnelles, des structures comptables opérationnelles et de la Division Comptabilité Consolidation.

La qualité de la production comptable donne lieu, pour chaque niveau de management, à des attestations annuelles de fin d'exercice qui fournissent l'image de la qualité comptable pour l'exercice écoulé et définissent les voies d'amélioration pour l'exercice suivant. Par ailleurs, plusieurs missions d'audit portant sur le périmètre des fonctions comptable et contrôle de gestion sont inscrites au plan d'audit du Groupe. Ainsi en 2009, des missions d'audit ont été menées sur le « Processus investissements – immobilisations », le « Processus encaissements », la « Maîtrise des stocks et encours – hors combustible nucléaire et énergie en compteur », et la « Mise en œuvre du guide d'application AMF ».

En complément aux comptes sociaux, conformément à la loi ⁽¹⁾, EDF produit des comptes dissociés par domaine d'activité : production et distribution. Ces comptes sont élaborés en conformité avec les principes de dissociation et les recommandations formulées par la CRE. À partir de cette production, EDF établit selon de nouveaux critères une dissociation de l'activité Fourniture (fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité – bénéficiant de nouvelles offres commerciales, fourniture aux clients n'ayant pas exercé leur éligibilité – restés aux tarifs réglementés et fourniture de gaz).

Ces comptes ont été présentés à la CRE après examen par les Commissaires aux comptes. Leurs règles d'établissement devront faire l'objet d'un avis du Conseil de la concurrence avant que la CRE ne se prononce sur leur validation.

2.3.2.3 CONTRÔLE INTERNE DE LA QUALITÉ DE LA COMPTABILITÉ AU SEIN DE LA MAISON MÈRE EDF

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. En effet, le guide de contrôle interne du Groupe a été enrichi des objets de contrôle devant être mis en œuvre par l'ensemble des entités concernant la partie des processus transverses amont à la comptabilité (ventes, achats, frais de personnel, immobilisations, stocks, trésorerie, fiscalité et production comptable), ainsi que des objets de contrôle devant être mis en œuvre par les structures en charge de la production comptable. À l'appui de ce guide de contrôle interne, un référentiel de contrôle de la qualité comptable utilisé au sein d'EDF permet, par grands processus transverses de mesurer, via des indicateurs, la qualité des informations comptables produites. Il précise notamment les données à tester, les méthodes d'échantillonnage préconisées et le reporting à fournir. Ces éléments de mesure contribuent, pour le domaine comptable, à justifier l'auto-évaluation réalisée par les entités.

Les procédures de contrôle de la production comptable visent à vérifier en particulier :

- l'exactitude et l'exhaustivité des enregistrements comptables ;
- la correcte évaluation des actifs et des passifs, notamment par le niveau approprié des provisions pour dépréciation et des provisions pour risques ;
- la justification régulière des comptes ;
- le respect de la séparation des exercices ;
- le respect des obligations légales ;
- la sécurisation des processus ;
- la réalisation des inventaires ;
- la prise en compte exhaustive des opérations de centralisation.

Le Guide d'application relatif au contrôle interne de l'information comptable et financière publiée par les émetteurs, défini par l'AMF début 2007, a été pris en compte dans le Guide de contrôle interne et dans les dispositifs de contrôle interne des structures centrales de production des comptes sociaux et consolidés et dans les structures fonctionnelles contribuant à l'information financière publiée.

2.3.2.3.1 ACTIONS DE CONTRÔLE INTERNE COMPTABLES MENÉES EN 2009

Compte tenu du développement des investissements industriels relatifs au parc de production électrique prévu entre 2007 et 2012 et en accompagnement des évolutions de normes et d'organisation, les actions de renforcement de la fiabilisation du processus comptable d'investissement initiées en 2007 ont été poursuivies au cours de l'exercice 2009.

En 2009, le référentiel des indicateurs de qualité comptable a donné lieu à un réexamen dont les travaux vont se poursuivre en 2010.

¹ Loi 2000-108 du 10 février 2000 modifiée par la loi 2004-803 du 9 août 2004 et la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006.



2.3.2.3.2 PLAN D' ACTIONS DE CONTRÔLE INTERNE COMPTABLE 2010

Des travaux complémentaires à ceux déjà entrepris sur l'adéquation du dispositif de contrôle interne comptable seront poursuivis en 2010 dans le cadre d'une démarche conjointe associant la comptabilité, le contrôle de gestion et l'audit interne.

2.3.3 Les procédures de contrôle relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1^{er} juin 2007, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF, afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique les champs de réglementation les concernant plus particulièrement de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale ;
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs ;
- s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien leur organisation ;
- identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses et les indiquent à la Direction Juridique ;
- s'assurent que leurs détenteurs de délégations de pouvoir ont connaissance de la portée et des conséquences de leur délégation.

2.3.3.1 RÉGLEMENTATION LIÉE À L'EXPLOITATION INDUSTRIELLE

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent et notamment pour le nucléaire.

La réglementation en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en France, NEI au Royaume Uni, Nuclear Regulatory Commission aux États-Unis...).

Certains acteurs et services peuvent être mentionnés, plus particulièrement pour EDF SA :

- **L'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire et la Radioprotection** (IGSNR) qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires dont EDF a la responsabilité de l'exploitation, et dont le rapport annuel est public ;
- **L'Inspection Nucléaire**, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités de la DPN.

La loi du 28 juin 2006 et son décret d'application du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires imposent à l'entreprise de spécifier dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'identifier, d'évaluer, de gérer et de contrôler les risques liés à l'évaluation des charges nucléaires et à la gestion des actifs de couverture. La première version du rapport a été finalisée au mois de juin 2007 et actualisée en juin 2008 et 2009 ; ce rapport comprend un volet spécifique sur le contrôle interne.

Dans les autres domaines (comme par exemple le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

2.3.3.2 AUTRES RÉGLEMENTATIONS

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de management, en particulier dans le domaine environnemental (cf. § 2.1.2.2) et de la Santé Sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les mises en conformité réglementaires.

2.3.4 Les procédures de contrôle de l'application des instructions et des orientations de la Direction

Dans le cadre du déploiement de la nouvelle politique de contrôle interne, un diagnostic du contrôle interne de la Direction a été mené par la Direction de l'Audit dès 2006, avec en particulier une vérification de la bonne application des décisions de la Direction. Ceci s'est traduit par la mise en place d'un dispositif de suivi des décisions du Président.

Une décision précise depuis 2007 les modalités d'élaboration, de diffusion et de contrôle des décisions du Président Directeur Général et des Directeurs Généraux Délégués pour les comités qu'ils président. Le contrôle de leur mise en œuvre est respectivement de la responsabilité du chef de cabinet du Président Directeur Général et des secrétaires des comités correspondants, et peut être délégué à la Direction de l'Audit à travers notamment les audits du Programme annuel. La Direction de l'Audit rend compte dans son rapport semestriel de la mise en œuvre des décisions du Président.



2.4

Communication et diffusion des informations

En complément des actions de communication et de reporting évoquées tout au long du présent rapport, un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- **la communication financière :**

Depuis son entrée en bourse en 2005, EDF a établi des procédures de nature à prévenir les infractions boursières. Ainsi une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un Comité de l'Information Financière dont les principales missions sont d'assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF ainsi que d'examiner et de valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière a été mis en place. La Direction des Relations Investisseurs assure le secrétariat de ce comité qui comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, une charte de déontologie boursière a été élaborée, dont l'objectif est de sensibiliser aux obligations en matière de communication financière et notamment rappeler les règles en matière de délit d'initié et de prévoir des périodes au cours desquelles les dirigeants et salariés initiés sont invités à ne pas effectuer de transactions sur les titres de la Société ;

- **le code de bonne conduite :**

Le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année vérifié par la CRE qui publie les résultats de ces contrôles dans son rapport annuel ;

- **la sensibilisation des cadres dirigeants :**

Un Intranet manager, EDF Demain, disponible pour les cadres dirigeants et les cadres supérieurs d'EDF et ERDF permet la diffusion d'informations telles que décisions du Président Directeur Général, référentiels de Groupe, dossiers d'actualité et éléments de langage sur ces dossiers.

Par ailleurs, un cycle annuel de séminaires destiné aux dirigeants permet de partager sur les dossiers importants et les évolutions majeures du Groupe, comme par exemple le fonctionnement des marchés de l'énergie, la formation des prix et le modèle d'activité du groupe EDF ;

- **une bibliothèque des politiques majeures :**

La DAI a piloté un chantier d'harmonisation des politiques déclinées dans le guide de CI en définissant une trame type de politique. Ce chantier a conduit à créer une « bibliothèque des politiques transverses à EDF SA », avec une mise à disposition progressive à l'attention de tous les managers d'EDF sur « l'Intranet manager » de fiches de synthèse renseignant les principaux éléments de la trame type.

2.5

Les activités de pilotage de contrôle interne du Groupe

Les activités de pilotage mises en œuvre par la Direction de l'Audit sont de trois types :

- réalisation des audits triennaux de contrôle des dispositifs de contrôle (mobilisant environ 30 % des ressources de la DAI), et les différentes autres catégories d'audits corporate (cf. § 2.1.3.3) intégrant la prise en compte des risques, des dysfonctionnements majeurs éventuels ou des recommandations externes (cf. § 2.1.7) ;
- suivi de la mise en œuvre des recommandations de ces audits à travers un processus formalisé de clôture d'audit (pouvant consister en un nouvel audit si des écarts importants avaient été décelés lors de l'audit initial), qui implique la ligne managériale et les animateurs de contrôle interne de chaque entité concernée (cf. § 2.1.3.3), ces derniers étant en charge de s'assurer du pilotage des contrôles au sein de chacune des entités de leur périmètre ;
- fonctionnement d'une boucle d'amélioration et d'un retour d'expérience, à travers :
 - des synthèses semestrielles de la Direction de l'Audit qui pointent les faits saillants mais aussi, le cas échéant, les familles de dysfonctionnements récurrents apparaissant dans plusieurs audits de la période,

- des points semestriels réalisés entre la Direction de l'Audit et chaque responsable managérial au cours desquels une analyse est partagée sur le dispositif de contrôle interne, mais également sur l'avancement des plans d'action des audits antérieurs, ainsi que sur les programmes d'audit futurs, ce qui permet de renforcer le lien entre les audits, les risques et les actions de contrôle interne,
- une analyse qualitative des rapports annuels d'auto-évaluation par l'équipe d'expertise CI de la Direction de l'Audit,
- une action volontariste sous pilotage de la DAI en lien avec les entités opérationnelles et fonctionnelles concernées, pour résorber les points faibles constatés dans le déploiement de la politique de contrôle interne, repérés sur la base des auto-évaluations managériales,
- une mise à niveau régulière des outils et référentiels, comme par exemple le guide de contrôle interne, la trame des rapports annuels d'auto-évaluation et le cahier des charges des audits de dispositif de contrôle interne, suite aux audits menés sur la période,
- des réunions périodiques bimestrielles du réseau des animateurs de contrôle interne (45 personnes environ) qui permettent notamment des benchmarks et des échanges de bonnes pratiques,



- des réunions périodiques des responsables d'équipe d'audit des Directions opérationnelles (production, commerce, international et synergies groupe...) permettant notamment de coordonner les programmes d'audit et les pratiques, en ligne avec le référentiel élaboré par la Direction de l'Audit Groupe qui définit les rôles et responsabilités des équipes d'audit métier, les modalités d'établissement de leurs programmes d'audit, et les modalités de professionnalisation de leurs auditeurs,

- des réunions périodiques des directeurs d'audits des grandes filiales étrangères co-contrôlées (notamment EDF Energy, EDF Trading, EnBW, Edison, Alpiq) pour des échanges de bonnes pratiques et de benchmarks, ainsi que des travaux communs pour aider les Directions générales de ces sociétés dans le renforcement de leurs dispositifs de contrôle interne,

- un audit externe triennal des compétences et processus mis en œuvre par la DAI dans le cadre de ces différentes missions.

3

Dynamique d'évolution

De nombreuses démarches mises en place ces dernières années ont permis de clarifier et de renforcer les procédures de contrôle interne : mise en place d'un processus de gestion et de contrôle des risques, affirmation de la démarche éthique, normalisation de la production des comptes consolidés, mise en œuvre d'une nouvelle politique de contrôle interne en adaptation continue sur l'ensemble du périmètre du Groupe pour répondre au mieux aux quatre objectifs clés préconisés par l'AMF (cf. Introduction).

Sans attendre les préconisations du « groupe de place » relatives aux modalités permettant le « suivi de l'efficacité des dispositifs de contrôle interne et de gestion des risques », des chantiers spécifiques ont été initiés, au-delà des actions d'amélioration continue décrites dans le présent rapport, afin d'aider le Comité d'audit dans sa nouvelle mission de suivi de l'efficacité du dispositif en place.

Ainsi, au-delà des informations issues des auto-évaluations qui donnent pour l'instant une image du niveau de déploiement du CI d'une part, et des résultats des audits de ces dispositifs qui sont un premier indicateur d'efficacité globale et de maîtrise des risques opérationnels à la maille de

l'entité auditée d'autre part, les actions suivantes ont d'ores et déjà été identifiées et initiées :

- adaptation de la méthodologie d'auto-évaluation sur des critères d'efficacité au-delà des critères existants portant sur le niveau de déploiement ;
- élargissement du périmètre de CI aux fonctions d'appui (réalisation de contrôles de deuxième niveau sur des objets de haute technicité, contrôle interne des activités d'animation des processus transverses...);
- définition de règles de traçage et de modalités d'archivage des activités et des résultats de contrôles ;
- organisation de la remontée d'indicateurs d'efficacité tels que le recensement des incidents détectés ou de ceux ayant échappé à la détection des dispositifs de CI.

Ce rapport élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit dont l'ensemble des participants sont cités en introduction a été examiné successivement par le Secrétaire Général du Groupe (13 janvier 2010), le Comité de l'information financière (29 janvier 2010), le Comité d'audit (9 février 2010) et été approuvé par le conseil d'administration du 10 février 2010.

Paris le 10 février 2010

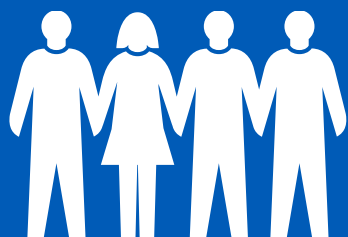
Le Président Directeur Général d'EDF
Henri PROGLIO

Annexe B

GROUPE EDF

Rapport des Commissaires aux comptes

établi en application de l'article L. 225-235
du Code de commerce sur le rapport
du Président du conseil d'administration de la Société
Électricité de France S.A.







ÉLECTRICITÉ DE FRANCE S.A.

Siège social : 22 – 30, avenue de Wagram – 75008 Paris

RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE SUR LE RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA SOCIÉTÉ ÉLECTRICITÉ DE FRANCE S.A.

Exercice clos le 31 décembre 2009.

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France S.A. et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que le rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 10 février 2010

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jean-Luc Decornoy

Michel Piette

Alain Pons

Tristan Guerlain

Annexe C

GROUPE EDF

Informations rendues publiques
par le groupe EDF durant
les douze derniers mois

(document annuel établi en application de l'article 222-7
du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers)





DOCUMENT ANNUEL ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE 222-7 DU RÈGLEMENT GÉNÉRAL DE L'AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS

En application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF, le tableau suivant présente la liste de toutes les informations rendues publiques par EDF depuis le 1^{er} janvier 2009 pour satisfaire aux obligations législatives ou réglementaires en matière d'instruments financiers, d'émetteurs d'instruments financiers et de marchés d'instruments financiers.

Informations publiées par EDF et accessibles sur les sites Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org) et/ou d'EDF (www.edf.fr)

Information	Date
Baisse des températures : EDF mobilise tous les moyens de production disponibles et l'ensemble de ses équipes	06/01/2009
<i>Combined company will build 'on unrivalled experience of EDF and British Energy'</i>	09/01/2009
EDF Énergies Nouvelles met en service un nouveau parc éolien de 100,5 mégawatts aux États-Unis	14/01/2009
Edison, le gouvernement égyptien et EGPC ont signé un accord sur l'exploitation du champ <i>offshore</i> de Abu Qir en Égypte	15/01/2009
EDF finance majoritairement par un apport en nature son investissement dans le nouvel énergéticien suisse ALPIQ Holding SA	16/01/2009
EDF : lancement avec succès de deux emprunts obligataires d'un montant total de 4 milliards d'Euros	16/01/2009
EDF réalise une émission obligataire de 5 milliards de dollars	22/01/2009
Tempête dans le Sud-Ouest	24/01/2009
Nouveaux champs gaziers découverts en Algérie	26/01/2009
EDF Energy accueille favorablement l'annonce gouvernementale quant au développement du nucléaire (version anglaise)	27/01/2009
Réalisation d'un deuxième EPR en France	30/01/2009
Résultats annuels 2008 : Les opérations d'EnBW continuent à être performantes	10/02/2009
EDF Énergies Nouvelles : Résultats annuels 2008 en forte progression — Objectifs dépassés	11/02/2009
Résultats annuels 2008 du groupe EDF	12/02/2009
EDF Energy annonce des baisses tarifaires de l'électricité (version anglaise)	13/02/2009
Rejoindre EDF, leader européen des énergies de demain	18/02/2009
EDF et ENEL scellent un partenariat industriel pour le développement de l'énergie nucléaire en Italie au sommet Franco-italien	24/02/2009
EDF, poursuit son engagement en faveur de l'intégration professionnelle des personnes handicapées	25/02/2009
EnBW et EWE demandent une extension de la période de procédure « <i>antitrust</i> »	26/02/2009
EnBW et Borusan ont en projet un partenariat stratégique en Turquie	03/03/2009
EDF et Toyota annoncent une démonstration à grande échelle de véhicules hybrides rechargeables à Strasbourg	18/03/2009
EDF met en place un CESU dédié à la petite enfance en présence de Laurent Wauquiez	24/03/2009
Information relative à la participation d'EDF Énergies Nouvelles dans le projet Silicium de Provence	07/04/2009
Information relative au relèvement provisoire des fonctions de Pierre François et Pascal Durieux	10/04/2009
EDF s'engage dans la technologie de production d'électricité à partir de charbon supercritique en Chine	14/04/2009
<i>EDF Energy nominates sites for new nuclear build</i>	15/04/2009
EDF et la Fédération Envie s'engagent ensemble dans la maîtrise de l'énergie et la lutte contre la précarité	21/04/2009
EDF augmente sa dotation aux Fonds de Solidarité pour le Logement de 2 millions d'euros pour favoriser les économies d'énergies	22/04/2009
<i>EDF Energy transition plan for Dr Andrew Spurr to succeed Bill Coley as Managing Director Existing Nuclear</i>	28/04/2009
Intervention militaire à la centrale de Chinon : fausse alerte à la bombe	30/04/2009
Une nouvelle signature pour EDF : "EDF, Changer l'énergie ensemble" "EDF, Leading the energy change"	30/04/2009
<i>EDF Energy to hold UK nuclear suppliers forum on 30 June</i>	06/05/2009
EDF Énergies Nouvelles : Chiffre d'affaires du premier trimestre 2009 - hausse de 66,4 % à 231,8 millions d'euros	06/05/2009
<i>EDF Energy begins nuclear land sale process</i>	07/05/2009
<i>EnBW - First quarter shows stable development of business</i>	08/05/2009
Centrica investit avec EDF dans le domaine du nucléaire au Royaume-Uni	11/05/2009
Chiffre d'affaires du Groupe EDF du 1 ^{er} trimestre 2009 : 21,1 milliards d'euros, en croissance organique de + 12,5 %	12/05/2009
Un nouvel accord mondial sur la responsabilité sociale du groupe EDF	14/05/2009
EDF lance un emprunt auprès des particuliers	28/05/2009
EnBW prend des parts dans des centrales EON et renforce sa position dans la production d'électricité	29/05/2009
EDF Énergies Nouvelles met en service le parc éolien de Sauveterre en France	04/06/2009
Ouverture demain de la souscription de l'emprunt d'EDF auprès des particuliers	16/06/2009
L'alliance Renault-Nissan et EDF renforcent leur collaboration sur les véhicules électriques zéro émission	22/06/2009
EDF porte sa participation de 20 % à 25 % dans l'énergéticien autrichien ESTAG	26/06/2009
<i>EDF Energy's new nuclear programme to generate billions of pounds of supply contracts and thousands of British jobs</i>	30/06/2009

Information	Date
Un large succès conduit EDF à clôturer de manière anticipée l'emprunt aux particuliers	01/07/2009
<i>EWE and EnBW welcome decision by the German Federal Cartel Office: beginning of a new strategic partnership</i>	06/07/2009
EDF Énergies Nouvelles : bilan solaire au 30 juin 2009	06/07/2009
EDF Énergies Nouvelles et DCNS nouent un partenariat dans les énergies marines	15/07/2009
Bilan de l'emprunt d'EDF auprès des particuliers	15/07/2009
La centrale hydroélectrique de Nam Theun 2 au Laos, construite par EDF, produit ses premiers kWh	16/07/2009
<i>Successful placement of a 700 Million euros five-year bond issue</i>	16/07/2009
<i>EDF Energy to invest in UK Gas Storage Facility</i>	16/07/2009
EDF et EnBW posent la première pierre des travaux d'extension de la centrale hydroélectrique d'Iffezheim, sur le Rhin, en présence du Ministre Président du Land du Bade-Wurtemberg	20/07/2009
<i>EWE and EnBW seal strategic partnership</i>	21/07/2009
EDF Énergies Nouvelles signe un contrat de vente d'électricité pour un projet éolien de 201 MW aux États-Unis	21/07/2009
EDF Énergies Nouvelles et First Solar s'associent pour construire le plus grand site de fabrication de panneaux solaires en France	23/07/2009
Edison répond à l'augmentation de la demande en électricité et gaz naturel	24/07/2009
<i>EDF Energy CEO Vincent de Rivaz confirms success in integration with British Energy</i>	28/07/2009
EDF Énergies Nouvelles : Des résultats semestriels en forte hausse, des objectifs confirmés	29/07/2009
Résultats d'EDF du 1 ^{er} semestre 2009 : le dynamisme des activités internationales tire la croissance du Groupe	30/07/2009
Résultats semestriels 2009 : le développement des affaires d'EnBW reste stable	30/07/2009
EDF et Enel créent une joint-venture à 50/50 afin de réaliser les études de faisabilité pour le développement de futurs réacteurs nucléaires de type EPR en Italie	03/08/2009
Mouvement tarifaire pour l'électricité à compter du 15 août	14/08/2009
Jocelyne Canetti nommée Médiateur d'EDF	03/09/2009
EDF Énergies Nouvelles met en service le parc éolien de Castanet en France	07/09/2009
Première édition du prix Fem'Énergia, initié par EDF et WIN France, pour promouvoir la place des femmes dans le nucléaire	09/09/2009
Décision du conseil d'administration de convocation de l'assemblée générale des actionnaires d'EDF	27/09/2009
EDF Énergies Nouvelles met en service le parc éolien de Castanet en France	29/09/2009
EDF, EnBW et E.ON signent des accords sur des échanges de droits de tirage et d'actifs de production électrique pour plus de 1 200 MW	01/10/2009
Le groupe EDF lance un processus d'examen des options d'évolution de la propriété de ses réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni	02/10/2009
Rencontre à Paris de Pierre Gadonneix, Président Directeur Général d'EDF et d'Alexei Miller, Président de Gazprom	16/10/2009
Edison : les déclarations communes italo-turques donnent un nouvel élan au projet de pipeline gazier ITGI	19/10/2009
EDF Énergies Nouvelles met en service un parc éolien de 38 MW en Grèce	21/10/2009
3 ^e <i>Energy Day</i> du groupe EDF : plus de 2 000 ingénieurs et techniciens à la découverte des métiers d'un leader européen de l'énergie	22/10/2009
Edison : rapport d'activités trimestriel (3 ^e trimestre 2009)	30/10/2009
Décision de la Commission des Services Publics du Maryland relative à la création d'une société commune entre le groupe EDF et Constellation Energy détenant les actifs nucléaires de Constellation Energy	30/10/2009
EDF autorisé à s'implanter dans le nucléaire aux États-Unis	02/11/2009
Procédure Contrats Long Terme : engagements proposés par EDF à la Commission européenne	04/11/2009
Assemblée générale mixte des actionnaires d'EDF : nominations d'administrateurs et distribution d'un acompte sur dividende de 0,55 euros par action, payable en numéraire ou en actions.	05/11/2009
Distribution d'un acompte sur dividende de 0,55 euros par action	05/11/2009
Le groupe EDF et Constellation Energy finalisent la création de la société commune détenant les actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis	06/11/2009
Acquisition d'une part majoritaire dans SPE : la Commission européenne autorise l'opération en contrepartie d'engagements d'EDF	12/11/2009
Chiffre d'affaires du groupe EDF au 30 septembre 2009 : 48,3 milliards d'euros, + 6,7%	12/11/2009
EnBW publie ses résultats pour le 3 ^e trimestre 2009	13/11/2009
Inauguration par EDF d'un nouveau laboratoire de recherche sur le vieillissement des matériaux	17/11/2009
La Fondation Abbé Pierre et EDF s'engagent pour créer des logements sociaux économes en énergie	18/11/2009
Enchères : 500 MW d'électricité vendus à des fournisseurs alternatifs	19/11/2009
Henri Proglio nommé Président-Directeur Général d'EDF	25/11/2009
EDF et Centrica finalisent leur accord permettant à EDF d'acquérir une participation majoritaire dans SPE et à Centrica d'investir dans le nucléaire au Royaume-Uni	26/11/2009
EDF et l'électricien russe Inter Rao signent un contrat cadre dans le domaine de l'efficacité énergétique	27/11/2009
EDF et Gazprom signent un accord-cadre relatif à une participation conjointe dans le projet de gazoduc South Stream	27/11/2009
EDF Énergies Nouvelles signe un accord avec REpower pour une livraison de turbines aux États-Unis	07/12/2009
EDF, via sa filiale Edelia, expérimente en Bretagne de nouvelles solutions de maîtrise des consommations d'énergie	07/12/2009
Lancement officiel du programme européen de leasing - Remise de la première Prius hybride rechargeable nouvelle génération	14/12/2009
Large succès de l'option paiement en actions de l'acompte sur dividende 2009	15/12/2009

Information	Date
EDF affirme son rôle d'investisseur et d'opérateur en Chine pour développer des centrales nucléaires avec son partenaire CGNPC	21/12/2009
EDF, EnBW et E.ON ont conclu les accords définitifs sur des échanges de droit de tirage et d'actifs de production électrique	05/01/2010
EDF et Charbonnages de France ont finalisé la cession à E.ON de leur participation dans la SNET	
EDF Énergies Nouvelles met en service deux parcs éoliens totalisant 38 MW dans le sud de la France	06/01/2010
Séisme en Haïti : le groupe EDF se mobilise pour venir en aide aux populations sinistrées	15/01/2010
Le groupe EDF se dote d'une nouvelle Direction resserrée autour de Henri Proglio	04/02/2010
Corse (situation à 18h30) : La totalité des clients rétablis en Corse 48 heures après le début des intempéries	11/03/2010
Renault Trucks et EDF signent un partenariat pour développer l'usage des camions et utilitaires électriques pour le transport de marchandises en ville	22/03/2010
Le contrat de partenariat entre EDF et EXELTIUM démarrera le 1 ^{er} mai 2010	25/03/2010
Dans le cadre de la semaine du Développement Durable, EDF et le réseau Envie poursuivent leur partenariat autour de la sensibilisation du grand public aux économies d'énergie	30/03/2010

Informations déposées par EDF auprès du Greffe du Tribunal de commerce de Paris (date d'Enregistrement par le Greffe)

Information	Date
Extrait du procès verbal du conseil d'administration du 10 mai 2009	30/09/2009
Extrait du procès verbal de l'assemblée générale du 5 novembre 2009	26/02/2010
Statuts mis à jour le 21 janvier 2010	26/02/2010
Extrait du procès verbal du conseil d'administration du 21 janvier 2010	26/02/2010
Extrait du procès verbal du conseil d'administration du 23 novembre 2009	26/02/2010
Extrait du procès verbal du conseil d'administration du 8 décembre 2009	26/02/2010
Statuts mis à jour le 5 novembre 2009	26/02/2010

Informations publiées par EDF dans le *Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO)* et accessibles sur le site Internet du BALO (www.balo.journal-officiel.gouv.fr)

Information	Date
Avis de réunion valant avis de convocation à l'assemblée générale du 20 mai 2009	06/03/2009
Avis de convocation à l'assemblée générale du 20 mai 2009	27/04/2009
Comptes annuels et consolidés définitifs de l'exercice 2008	05/08/2009
Avis de réunion valant avis de convocation à l'assemblée générale du 5 novembre 2009	30/09/2009
Rectificatif de l'avis de réunion valant avis de convocation paru au <i>Bulletin des annonces légales obligatoires</i> n° 117 du 30/09/09	16/10/2009
Avis de réunion valant avis de convocation à l'assemblée générale du 18 mai 2010	08/03/2010

Informations publiées par EDF à l'étranger

Information	Support	Date
Résultats annuels consolidés 2008	Presse quotidienne internationale	17/02/2009
Résultats annuels consolidés 2009	Presse quotidienne internationale	16 au 18/02/2010

Publicité financière

Information	Support	Date
Résultats annuels consolidés 2008	Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr)	12/02/2009
	Communiqué de presse mis en ligne sur le site	12/02/2009
	Internet de l'AMF (www.amf-france.org)	12/02/2009
	Conférence de presse	12/02/2009
	Conférence analystes	12/02/2009
	Presse quotidienne nationale	12/02/2009
Comptes consolidés au 31 décembre 2008	Sites financiers	12/02/2009
	Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr)	12/02/2009
Résultats semestriels consolidés 2009	Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr)	30/07/2009
	Conférence de presse	30/07/2009
	Conférence analystes	30/07/2009
	Presse quotidienne nationale	30/07/2009
	Sites financiers	30/07/2009
Résultats annuels consolidés 2009	Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr)	11/02/2010
	Conférence de presse	11/02/2010
	Conférence analystes	11/02/2010
	Presse quotidienne nationale	11/02/2010
	Sites financiers	11/02/2010
Comptes consolidés au 31 décembre 2009	Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr)	12/02/2010

Informations mises à la disposition des actionnaires d'EDF dans le cadre de la tenue de ses assemblées générales

Information	Date
L'invitation à l'assemblée générale	Assemblée générale du 20 mai 2009
Le texte des résolutions et l'exposé sommaire de l'activité du Groupe	Assemblée générale du 20 mai 2009
Le guide de l'assemblée générale	Assemblée générale du 20 mai 2009
Rapport de gestion	Assemblée générale du 20 mai 2009

Document accessible sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org)

Information	Date
Document de Référence 2008	14/04/2009
Actualisation de Document de Référence	15/05/2009
Prospectus de base	18/05/2009
Supplément au prospectus de base	02/09/2009

Annexe D

GROUPE EDF

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





Sommaire

États financiers	433	Note 12 Dotations aux provisions.....	455
Comptes de résultat	433	Note 13 Autres charges d'exploitation.....	455
Bilans	434	Note 14 Résultat financier.....	456
Tableaux de flux de trésorerie	436	Note 15 Résultat exceptionnel	457
Annexe aux comptes annuels.....	437	Note 16 Impôts sur les bénéfices.....	457
Note 1 Principes et méthodes comptables	437	16.1 GROUPE FISCAL	457
1.1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE	437	16.2 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS	458
1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	438	16.3 SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE OU LATENTE.....	458
1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES	438	Note 17 Valeurs brutes des immobilisations	459
1.4 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	438	incorporelles et corporelles	459
1.5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES	439	Note 18 Amortissements et provisions	460
1.6 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME	440	des immobilisations incorporelles	460
1.7 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	440	et corporelles.....	460
1.8 STOCKS ET EN-COURS	441	Note 19 Immobilisations financières.....	461
1.9 CRÉANCES D'EXPLOITATION ET TRÉSORERIE	442	19.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	461
1.10 COMPTES DE RÉGULARISATION	442	19.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %	462
1.11 CONVERSIONS DES DETTES ET CRÉANCES EN DEVISES	443	19.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %	463
1.12 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES	443	19.4 PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ	
1.13 COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS.....	443	DE PORTEFEUILLE (TIAP)	464
1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES.....	444	19.5 VARIATIONS DES ACTIONS PROPRES	464
1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	445	Note 20 Informations concernant	465
1.16 INSTRUMENTS DÉRIVÉS.....	446	les entreprises liées.....	465
1.17 CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES	446	20.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES	465
1.18 ACTIONS GRATUITES	447	20.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	465
Note 2 Évolutions réglementaires survenues	447	Note 21 Stocks et en-cours.....	466
au cours de l'exercice ayant un impact		Note 22 Créances	467
sur les comptes.....	447	Note 23 Valeurs mobilières de placement	468
Note 3 Événements et transactions significatifs	448	Note 24 Réconciliation de la trésorerie et	469
3.1 ALPIQ ET APPORTS DES DROITS DE TIRAGE EMOSSON.....	448	équivalents de trésorerie présentée	469
3.2 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES.....	448	dans le tableau de flux de trésorerie	469
3.3 BRITISH ENERGY.....	449	Note 25 Écarts de conversion actif et passif	469
3.4 ACOMPTE SUR DIVIDENDE ET MODIFICATION DU CAPITAL SOCIAL	449	Note 26 Variation des capitaux propres	470
3.5 ACQUISITION DE CONSTELLATION ENERGY NUCLEAR GROUP	449	Note 27 Comptes spécifiques des concessions.....	471
3.6 ACQUISITION DE SPE	450	Note 28 Provisions pour risques	471
3.7 ACCORDS EDF, ENBW, E.ON	450	et passifs éventuels	471
3.8 ANNULATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION		Note 29 Provisions pour aval du cycle nucléaire	472
EUROPÉENNE DU 16 DÉCEMBRE 2003.....	450	et déconstruction.....	472
Note 4 Chiffre d'affaires	451	29.1 PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	472
Note 5 Subventions d'exploitation.....	451	29.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS.....	474
Note 6 Reprises sur amortissements	452	29.3 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS	
et provisions d'exploitation	452	DE LONG TERME.....	475
Note 7 Autres produits d'exploitation	452	Note 30 Avantages du personnel.....	476
Note 8 Consommations de l'exercice	453	30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	477
en provenance de tiers	453	30.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	
Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés	453	DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	478
Note 10 Charges de personnel	454	30.3 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES	479
Note 11 Dotations aux amortissements.....	454	30.4 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION	
		ET DES ACTIFS DE COUVERTURE.....	479

Note 31	Provision pour renouvellement des immobilisations du domaine concédé.....	480
Note 32	Provisions pour autres charges.....	480
Note 33	Dettes	481
Note 34	Dettes financières	482
34.1	VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVICES AVANT ET APRÈS SWAPS DE COUVERTURE	483
34.2	VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT AVANT ET APRÈS SWAPS DE COUVERTURE	484
Note 35	Instruments financiers	485
35.1	INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE	486
35.2	JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	486
Note 36	Engagements hors bilan	487
36.1	ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS	487
36.2	ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS	488
36.3	AUTRES NATURES D'ENGAGEMENTS	489
Note 37	Environnement	490
37.1	QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	490
37.2	CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	490
37.3	FONDS CARBONE	490
Note 38	Rémunération des mandataires sociaux	491
Note 39	Événements postérieurs à la clôture.....	491
39.1	ÉMISSION D'EMPRUNTS OBLIGATAIRES	491

NB : les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros.

Comptes de résultat

(en millions d'euros)

	Notes	2009	2008
CHIFFRE D'AFFAIRES (1)	4	38 895	39 003
Production stockée		193	48
Production immobilisée		399	315
Subventions d'exploitation	5	2 672	1 874
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 711	5 592
Transferts de charges		185	101
Autres produits d'exploitation	7	897	1 034
I - TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		46 952	47 967
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	30 156	31 060
Achats consommés de combustibles		2 820	2 457
Achats d'énergie		9 821	9 495
Autres achats consommés de biens		1 107	3 227
Achats de services		16 408	15 881
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 899	2 360
Sur rémunérations		116	110
Liés à l'énergie		1 301	882
Autres		1 482	1 368
Charges de personnel	10	5 290	5 095
Salaires et traitements		3 265	3 178
Charges sociales		2 025	1 917
Dotations d'exploitation		3 673	4 576
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	11	1 861	1 742
Sur immobilisations : dotations aux provisions pour dépréciation	12	47	136
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	12	159	122
Pour risques et charges : dotations aux provisions	12	1 606	2 576
Autres charges d'exploitation	13	1 008	1 444
II - TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		43 026	44 535
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		3 926	3 432
Opérations en commun			
III - Bénéfice attribué ou perte transférée		1	11
IV - Perte supportée ou bénéfice transféré		6	2
Produits financiers			
Produits financiers de participations		715	1 572
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		814	644
Autres intérêts et produits assimilés		1 992	556
Reprises sur provisions et transferts de charges		2 484	373
Gains de change réalisés		4 223	1 751
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		113	75
V - TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		10 341	4 971
Dotations financières aux amortissements et provisions		2 371	4 781
Intérêts et charges assimilés		3 769	1 520
Pertes de change réalisées		4 058	1 797
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		70	30
VI - TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES		10 268	8 128
RÉSULTAT FINANCIER (V - VI)	14	73	(3 157)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III - IV + V - VI)		3 994	284
Produits exceptionnels sur opérations en capital		1 668	365
Reprises sur provisions et transferts de charges		641	536
VII - TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		2 309	901
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		979	199
- Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		808	186
- Autres		171	13
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		343	465
- Dotations aux provisions réglementées		186	264
- Dotations aux amortissements et autres provisions		157	201
VIII - TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		1 322	664
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL (VII - VIII)	15	987	237
IX - Impôts sur les bénéfices	16	401	(346)
Total des produits (I + III + V + VII)		59 603	53 850
Total des charges (II + IV + VI + VIII + IX)		55 023	52 983
BÉNÉFICE OU PERTE		4 580	867

(1) Dont production en 2009 de biens à l'exportation pour 5 364 millions d'euros et de services à l'exportation pour 257 millions d'euros.

Bilans

	Notes	31/12/2009		31/12/2008
		Montants bruts	Amortissements ou provisions	Montants nets
ACTIF (en millions d'euros)				Montants nets
Actif immobilisé				
Immobilisations incorporelles	17, 18	938	230	708
Terrains		124	5	119
Constructions		9 025	5 888	3 137
Installations techniques, matériels et outillages industriels		55 564	37 562	18 002
Autres immobilisations corporelles		993	688	305
Sous-total Immobilisations corporelles du domaine propre	17, 18	65 706	44 143	21 563
Terrains		36	-	36
Constructions		8 410	5 184	3 226
Installations techniques, matériels et outillages industriels		2 849	1 451	1 398
Autres immobilisations corporelles		11	10	1
Sous-total Immobilisations corporelles du domaine concédé	17, 18	11 306	6 645	4 661
Travaux en cours		4 567	-	4 567
Avances et acomptes versés		1 066	-	1 066
Sous-total Immobilisations corporelles en cours	17	5 633	-	5 633
Immobilisations incorporelles en cours	17	739	-	739
Participations et créances rattachées		45 801	220	45 581
Titres immobilisés		12 059	835	11 224
Prêts et autres immobilisations financières		9 213	6	9 207
Sous-total Immobilisations financières	19, 22	67 073	1 061	66 012
TOTAL I - ACTIF IMMOBILISÉ		151 395	52 079	99 316
Actif circulant				
Matières premières		7 158	12	7 146
Autres approvisionnements		737	160	577
En-cours de production et autres stocks		16	-	16
Sous-total Stocks et en-cours	21	7 911	172	7 739
Avances et acomptes versés sur commandes	22	473	-	473
Créances clients et comptes rattachés		11 266	228	11 038
Autres créances d'exploitation		6 093	5	6 088
Sous-total Créances d'exploitation		17 359	233	17 126
Valeurs mobilières de placement	23, 24	5 271	10	5 261
Instruments de trésorerie	22	1 185	-	1 185
Disponibilités	24	2 206	-	2 206
Charges constatées d'avance	22	565	-	565
Sous-total Autres éléments actif circulant		9 227	10	9 217
TOTAL II - ACTIF CIRCULANT		34 970	415	34 555
Comptes de régularisation				
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		129	-	129
Primes de remboursement des obligations (IV)		204	39	165
Écarts de conversion – Actif (V)	25	66	-	66
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		186 764	52 533	134 231

PASSIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2009	31/12/2008
Fonds propres			
Capital		924	911
Primes liées au capital social			
Primes d'émission		7 033	6 110
Primes de fusion		25	25
Écarts de réévaluation			
Réserve spéciale – Loi du 28/12/1959		631	631
Réserve réglementée – Loi du 29/12/1976		16	16
Réserves réglementées			
Réserve légale		91	91
Report à nouveau		5 450	6 913
Résultat de l'exercice		4 580	867
Acomptes sur dividendes		(1 002)	(1 166)
Subventions d'investissement reçues		86	55
Provisions réglementées			
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30/12/1977)		17	18
Amortissements dérogatoires		6 910	7 089
Sous-total Capitaux propres	26	24 761	21 560
Comptes spécifiques des concessions	27	1 967	2 038
TOTAL I - FONDS PROPRES		26 728	23 598
Provisions pour risques et charges			
Provisions pour risques	28	294	778
Provisions pour charges			
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	31	219	202
Aval du cycle nucléaire	29	15 030	14 711
Déconstruction et derniers cœurs	29	12 958	12 469
Avantages au personnel	30	9 695	9 518
Autres charges	32	1 347	2 352
TOTAL II - PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		39 543	40 030
Dettes			
Emprunts obligataires et autres emprunts ⁽¹⁾		32 902	20 552
Avances sur consommation reçues		149	158
Autres dettes		1 324	914
Sous-total Dettes financières ⁽²⁾	33, 34	34 375	21 624
Avances et acomptes reçus	33	4 281	3 765
Fournisseurs et comptes rattachés		9 645	10 226
Dettes fiscales et sociales		5 041	4 999
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		1 498	1 448
Autres dettes		8 221	7 056
Sous-total Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	33	24 405	23 729
Instruments de trésorerie	33	1 314	438
Produits constatés d'avance	33	3 400	3 796
TOTAL III - DETTES ⁽³⁾		67 775	53 352
Comptes de régularisation			
Écarts de conversion – Passif (IV)	25	185	217
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		134 231	117 197

(1) Dont en euros : 22 305 millions d'euros et en devises : 10 597 millions d'euros.

(2) Dont soldes créditeurs de banques : 16 millions d'euros.

(3) Dont dettes à plus d'un an : 34 145 millions d'euros.

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2009	2008
Opérations d'exploitation		
Résultat avant impôt	4 981	521
Amortissements et provisions	(522)	3 294
Plus- ou moins-values de cessions	(649)	(139)
Élimination des produits et charges financières	83	(1 206)
Variation du besoin en fonds de roulement	(726)	664
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	3 167	3 134
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus	196	2 142
Impôts sur le résultat payés	573	(952)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	(A)	3 936
Opérations d'investissements		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(3 529)	(2 492)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	55	76
Variation d'actifs financiers	(10 994)	(6 307)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(B)	(14 468)
Opérations de financement		
Émissions d'emprunts et conventions de placements	25 570	10 324
Remboursements d'emprunts et conventions de placements	(13 369)	(2 264)
Dividendes versés	(1 228)	(2 437)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	13	15
Subventions d'investissement reçues	41	16
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(C)	11 027
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(A) + (B) + (C)	495
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture*	360	(807)
Incidence des variations de change	7	(98)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents	33	10
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE*	895	360

* Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée dans la note 24.

Annexe aux comptes annuels

ÉLECTRICITÉ DE FRANCE SA (EDF), maison mère du groupe EDF, exerce des activités de production et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI : Corse et départements d'Outre-Mer).

Note Principes et méthodes comptables

1	1.1 Référentiel comptable	437
	1.2 Estimations de la Direction	438
	1.3 Chiffre d'affaires	438
	1.4 Immobilisations incorporelles	438
	1.5 Immobilisations corporelles	439
	1.6 Dépréciation des actifs à long terme	440
	1.7 Immobilisations financières	440
	1.8 Stocks et en-cours	441
	1.9 Créances d'exploitation et trésorerie	442
	1.10 Comptes de régularisation	442
	1.11 Conversions des dettes et créances en devises	443
	1.12 Provisions réglementées	443
	1.13 Comptes spécifiques des concessions	443
	1.14 Provisions pour risques et charges	444
	1.15 Provisions et engagements en faveur du personnel	445
	1.16 Instruments dérivés	446
	1.17 Contrats de matières premières	446
	1.18 Actions gratuites	447

1.1 Référentiel comptable

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

1.2

Estimations de la Direction

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 pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont l'évaluation des provisions nucléaires, des engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi ainsi que l'évaluation des quantités d'énergie livrées non relevées non facturées.

1.3

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 d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals.

EDF 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 livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant le principe de la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.4

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation, de frais de développement, de réservation de capacité de stockage, et de quotas d'émissions de gaz à effet de serre.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation lorsque l'entreprise peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;

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

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

En application de l'ordonnance n° 2004-330 du 14 avril 2004, l'État affecte aux exploitants depuis le 1^{er} janvier 2005, pour une période déterminée, une quantité fixe de quotas représentatifs d'une tonne d'équivalent dioxyde de carbone.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Conseil National de la Comptabilité n° 2004-C du 23 mars 2004, en immobilisations incorporelles à la valeur du marché constatée à la date d'inscription des quotas dans le fichier SERINGAS géré par la Caisse de Dépôts et Consignations. La contrepartie au passif du bilan est un compte de régularisation spécifique figurant dans la rubrique « Autres dettes ».

Les immobilisations incorporelles à l'exclusion des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, inscrites à l'actif du bilan, sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production ou à leur valeur réévaluée, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation :

- la valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise ;
- la valeur réévaluée a été déterminée conformément à la loi du 28 décembre 1959 pour les immobilisations mises en service antérieurement au 1^{er} janvier 1960, et en application des textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1^{er} janvier 1977.

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.

Dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs, confirmé par le règlement du Comité d'urgence n° 2005-H, des actifs ont été comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme d'une part, et de la provision pour derniers cœurs d'autre part.

À la date de mise en service, ces actifs, classés en immobilisations corporelles, sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie.

Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés.

Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles d'EDF sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

1.5.1 Domaine propre

Les immobilisations du domaine propre sont essentiellement constituées des installations nucléaires.

Dans le cas spécifique des centrales nucléaires en service, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;

- 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 retraitement de ce combustible, et le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties selon la durée de vie résiduelle de la dernière tranche du palier auquel ces pièces sont destinées.

Une perte de valeur est constatée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

1.5.2 Domaine concédé

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- concessions de Forces Hydrauliques, ayant pour concédant l'État.

1.5.2.1 CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM).

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Les contrats de concession 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.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

1.5.2.2 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 (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé. Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un complément d'amortissement de caducité qui vient compléter l'amortissement industriel pour

les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

1.5.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées pour la détermination de l'amortissement industriel 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 distribution (lignes, postes de transformation) :	20 à 45 ans

1.6

Dépréciation des actifs à long terme

EDF apprécie à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés ;

- 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 ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par la Direction.

1.7

Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition réévalué le cas échéant, pour les titres entrés en portefeuille avant le 1^{er} janvier 1977, en substituant aux valeurs historiques les valeurs vénales à fin 1976 lorsque celles-ci étaient supérieures aux premières.

Les plus- ou moins-values de cession des titres immobilisés et titres de participation sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Selon les dispositions de l'avis n° 2007C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation. Les titres concernés relèvent

de l'article 39.1.5 du Code général des impôts. Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital, en application de l'avis n° 98-D du 17 décembre 1998 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application du règlement 99-03 du CRC et de l'avis n° 2005-J du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée à accorder des prêts en devises à ses filiales. Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions courts termes au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que les dépenses qui ont été encourues pour amener les stocks à l'endroit et dans l'état où ils se trouvent. Les stocks sont ensuite évalués en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

1.8.1 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...).

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 du stock des combustibles nucléaires sont enregistrées en charges de période.

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

EDF 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.

1.8.2 Autres combustibles

Les stocks « Autres combustibles » sont constitués de matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme.

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes.

1.8.3 Matières et matériel d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré. Les coûts d'achat directs et indirects sont inclus dans le coût d'entrée.

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.

Les pièces de rechange de sécurité utilisées pour les centrales nucléaires nécessitant des délais, des exigences de fabrication et des conditions d'utilisation spécifiques sont enregistrées en immobilisations corporelles.

1.8.4 Gaz destiné au négoce

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achats directs et indirects, notamment le coût de transport.

La dépréciation du stock est déterminée en fonction de la valeur de réalisation nette soit le prix de vente futur.

1.9

Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'énergie livrée non relevée et non facturée.

Une provision pour charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée est constituée pour faire face aux dépenses restant à engager.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque la valeur d'inventaire des créances, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur d'utilité correspond au cours de bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels non comptabilisés.

Les plus- ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les actions propres achetées dans le cadre d'une attribution aux salariés et affectées à un plan sont également comptabilisées en valeurs mobilières de placement. À compter de la date de mise en œuvre de l'avis n° 2008-17 du 6 novembre 2008 du Conseil National de la Comptabilité, ces titres ne sont plus dépréciés en fonction de leur valeur de marché.

1.10

Comptes de régularisation

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

Les commissions et frais externes supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11

Conversions des dettes et créances en devises

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ».

Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Les écarts de conversion sur les *swaps* adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.12

Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations de production et de distribution calculés selon le mode dégressif ;
- les amortissements accélérés des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme ;
- les amortissements dérogatoires des logiciels créés par la Société.

1.13

Comptes spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions des Forces Hydrauliques.

CONSTATATIONS DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

Ces passifs sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et sont annuellement présentés aux concédants :

- 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 sont constitués des rubriques suivantes :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,

- la provision pour renouvellement, assise en général sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêt des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre la valeur de remplacement ré-appréciée chaque année en date de clôture et la valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée d'utilité résiduelle des biens. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

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.

L'évaluation des passifs des concessions est soumise à des aléas de coûts et de décaissements.

CONSTATATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- et depuis le 1^{er} janvier 2009 (mise en œuvre du décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 – cf. note 2.1), d'un amortissement de caducité pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure

à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession (cf. notes 1.2 et 2.1), complétant l'amortissement industriel et calculé sur une assiette correspondant à la valeur nette comptable des biens en fin de concession pour la quote-part financée par le concessionnaire.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.14 Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont comptabilisées par l'entreprise si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il existe une obligation actuelle vis-à-vis d'un tiers (juridique ou implicite) qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les éventuels changements d'estimations des provisions à long terme sont enregistrés conformément aux règlements CRC n° 2000-06 et Comité d'urgence n° 2005-H.

Les profits résultant de la sortie attendue d'actifs ne sont pas pris en compte dans l'évaluation des provisions, même si les sorties d'actifs sont étroitement liées aux événements ayant donné lieu aux provisions.

Lorsqu'il est attendu que tout ou partie de la dépense nécessaire à l'extinction d'une obligation, qui a fait l'objet d'une provision, sera remboursé par une autre partie, la créance est comptabilisée si et seulement si l'entreprise a la quasi-certitude de recevoir le remboursement.

Dans des cas extrêmement rares, 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 actifs et passifs éventuels ne sont pas comptabilisés.

Les provisions pour risques et charges sont notamment destinées à couvrir :

- les pertes latentes de change ;
- les charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée pour faire face aux dépenses restant à engager ;

- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie électrique ou de gaz :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie évaluées en comparant le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen,
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie électrique évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer calculé par référence au coût de production nucléaire,
 - les pertes sur contrats de vente de gaz évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût d'approvisionnement ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution ;
- 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. La provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit leur 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 coûts des révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

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 spécifiques à la France.

Le taux est déterminé sur des séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions seront décaissées 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.

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).

1.15

Provisions et engagements en faveur du personnel

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages pendant leur période d'activité et d'inactivité.

1.15.1 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Les engagements d'EDF en matière de retraites tels qu'ils résultent du régime spécial de retraites des IEG et les avantages postérieurs à l'emploi sont décrits dans la note « Avantages du Personnel » de l'annexe pour chacun de ces engagements.

1.15.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité d'EDF relevant du régime des IEG sont accordés selon la réglementation statutaire des Industries Électriques et Gazières. Ils sont décrits dans la note « Avantages du Personnel » de l'annexe.

1.15.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

L'intégralité des engagements fait 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, d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme en tenant compte des conditions économiques 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, conformément à la recommandation n° 2003-R01 du CNC :

- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et de l'évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants, et prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à pension à taux plein) ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- les 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 ;
- un taux d'actualisation nominal, fonction de la durée des engagements. En cohérence avec la constitution des provisions enregistrées dans les comptes consolidés du groupe EDF, le taux d'actualisation nominal retenu a été de 5 % au 1^{er} janvier 2004.

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

Suivant la possibilité offerte par la réglementation comptable :

- pour la comptabilisation des engagements de retraite et des 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, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

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.

Les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en dotation aux provisions et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

1.16 Instruments dérivés

1.16.1 Instruments de change court terme

Les instruments dérivés court terme sont constitués :

- d'options de change ;
- de swaps de change ;
- de contrats de change à terme.

Pour les instruments qualifiés de couverture, les gains et pertes impactent le compte de résultat de manière symétrique au mode de comptabilisation des charges et produits de l'élément couvert.

Sont concernés par ce traitement comptable les swaps de change en couverture des approvisionnements de combustible libellés en devises.

Les instruments non qualifiés de couverture sont évalués comme suit :

- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte ;
- les primes payées ou encaissées sur les options de change sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.16.2 Instruments de taux et de change long terme

L'un des principaux objectifs du cadre de gestion financière est de minimiser l'impact des risques de change et de taux sur les capitaux propres et le résultat. En matière de risque de change, l'endettement des entités (mère ou filiales) est réalisé dans leur devise locale. En cas d'opérations dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif/passif est mise en place chaque fois que cela est possible.

Les instruments long terme sont constitués de swaps de taux et de swaps de devises.

Les dérivés affectés à une relation de couverture corrigent le résultat de change et la charge d'intérêts de la dette. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

En l'absence de mise en place d'une relation de couverture :

- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.17 Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

1.18 Actions gratuites

Dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites aux salariés, une provision pour risques et charges, représentative de l'obligation de livrer les actions, est constituée en fonction des services déjà rendus par le salarié. Elle est évaluée sur la base :

- de l'estimation du nombre d'actions à remettre aux salariés ;
- du prix d'acquisition des actions déjà acquises, déduction faite de la dépréciation de ces actions éventuellement constatée ;

- du cours de bourse des actions restant à acquérir ou du cours d'achat à terme augmenté de la prime si l'entreprise est couverte par des achats d'options d'achat d'actions propres.

La constitution de cette provision est réévaluée à chaque arrêté précédant la livraison des actions. Cette provision est reprise lors de la livraison des actions aux salariés.

Note 2 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

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 de caducité pour les seuls 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. Ce complément d'amortissement de caducité, constaté en charges en contrepartie d'un droit du concédant au passif du bilan, vient compléter l'amortissement industriel des biens et permet d'amortir sur la durée résiduelle de la concession la valeur nette comptable des biens pour la part financée par le concessionnaire.

Par ailleurs, la contrepartie des biens figurant au passif, pour les subventions et les remises gratuites, est désormais estimée en fonction de la valeur nette comptable des biens à l'actif et fait l'objet d'une dépréciation sur la durée de vie technique des biens.

Le complément d'amortissement de caducité conduit à une charge supplémentaire de 15 millions d'euros et la reprise des subventions à un produit exceptionnel de 80 millions d'euros en 2009.

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

3

3.1 Alpiq et apports des droits de tirage Emosson	448
3.2 Émissions obligataires	448
3.3 British Energy	449
3.4 Acompte sur dividende et modification du capital social	449
3.5 Acquisition de Constellation Energy Nuclear Group	449
3.6 Acquisition de SPE	450
3.7 Accords EDF, EnBW, E.ON	450
3.8 Annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003	450

Outre les événements décrits dans la note 2, les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2009 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

3.1 Alpiq et apports des droits de tirage Emosson

Le 19 décembre 2008, les groupes suisses d'énergie ATEL et EOSH ont annoncé leur fusion sous l'appellation Alpiq Holding SA en vue de constituer un nouveau groupe énergétique en Suisse. Suite aux accords conclus entre EDF, EOSH et CSM (consortium d'actionnaires historiques d'ATEL), EDF a atteint à la fin du mois de janvier 2009 une participation de 25 % dans Alpiq Holding SA.

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 722 millions de francs suisses (soit 481 millions d'euros comptabilisés en résultat exceptionnel en 2009).

En contrepartie de cet apport en nature, EDF a reçu 1 187 511 actions Alpiq Holding SA, actions qu'elle a cédées à EDF International le 9 février 2009.

3.2 Émissions obligataires

EDF a procédé en 2009 à l'émission de plusieurs emprunts à long terme pour un montant total de 13,6 milliards d'euros auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux.

Par ailleurs, le 17 juin 2009, EDF a lancé un emprunt obligataire auprès des particuliers. L'emprunt est rémunéré au taux fixe de 4,5 % et fera l'objet d'un remboursement intégral à l'issue d'une période de 5 ans. Au terme de la période de souscription qui s'est achevée le 6 juillet 2009, le montant de l'emprunt s'est élevé à 3,3 milliards d'euros.

3.3

British Energy

Le 5 janvier 2009, à l'issue de l'offre publique d'achat lancée en novembre 2008 sur British Energy, Lake Acquisitions Ltd, filiale à 100 % d'EDF via EDF International, a pris le contrôle de British Energy. Le financement de cette acquisition a été assuré pour l'essentiel dans un premier temps par un crédit syndiqué bancaire souscrit par EDF et tiré à hauteur de 7 344 millions de livres sterling en janvier 2009.

Le 26 novembre 2009, le groupe EDF et Centrica plc. ont finalisé l'accord annoncé en mai 2009 aux termes duquel EDF acquiert la participation de 51 % de Centrica dans l'électricien belge SPE-Luminus et Centrica acquiert 20 % de Lake Acquisitions Ltd ainsi que 20 % de la société de projet d'EDF créée pour la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni.

À l'issue des différentes opérations de refinancement, EDF a entièrement remboursé le crédit syndiqué bancaire, a souscrit à une augmentation de capital de 7 979 millions d'euros d'EDF International et à une augmentation de capital de 3 087 millions d'euros de C3, filiale détenue à 100 % et portant les titres d'EDF Investissements Groupe, cette dernière société ayant pour vocation d'assurer les opérations de financement des filiales du groupe EDF.

3.4

Acompte sur dividende et modification du capital social

Le 5 novembre 2009, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2009, payable en numéraire ou en actions nouvelles au prix d'émission de 35,13 euros.

La mise en paiement le 17 décembre de l'acompte sur dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 millions d'euros suite à l'émission de 26 695 572 actions, accompagnée d'une prime d'émission de 923 millions d'euros (montant net de frais d'émission).

3.5

Acquisition de Constellation Energy Nuclear Group

EDF Development Inc., filiale d'EDF International, et Constellation Energy Group (CEG) ont conclu le 17 décembre 2008 un accord aux termes duquel EDF Development Inc. s'engageait à acquérir une participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group, entité regroupant les activités de production d'origine nucléaire de CEG, pour 4,5 milliards de dollars US.

Dans le cadre de cet accord, EDF Development Inc. a renforcé la liquidité de CEG en faisant un apport immédiat de 1 milliard de dollars US à CEG par souscription d'actions de préférence non convertibles. Cet apport a été financé par un prêt d'EDF à EDF International pour un montant de 851 millions d'euros.

Toutes les autorisations réglementaires nécessaires ayant été obtenues, l'acquisition de 49,99 % de Constellation Energy Nuclear Group a été finalisée le 6 novembre 2009.

Les actions de préférence de 1 milliard de dollars US ont été restituées à CEG et imputées sur le prix d'achat. EDF a accordé un prêt complémentaire à EDF International de 2 489 millions d'euros.

3.6 Acquisition de SPE

Suite à l'accord entre EDF et Centrica de mai 2009, la Commission européenne a autorisé, le 12 novembre 2009, l'opération d'acquisition par EDF Belgium de la participation de 100 % de Centrica dans Segebel, qui détient 51 % de SPE, société belge de production et de distribution d'électricité et de gaz. Le montant total de l'acquisition s'élève à 1,3 milliard d'euros.

Dans ce cadre, EDF a cédé EDF Belgium à EDF International pour 205 millions d'euros, a procédé à une avance de 815 millions d'euros à EDF International et à l'augmentation de capital de 510 millions d'euros de C3.

3.7 Accords EDF, EnBW, E.ON

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.

Dans le cadre de ces accords, EDF a cédé à E.ON, le 30 décembre 2009, sa participation de 18,75 % dans la SNET, pour un montant de 193 millions d'euros.

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 charbon de Rostock, soit une puissance de 256 MW ;
- un droit de tirage de 159 MW sur la centrale 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.

3.8 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 le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros, correspondant à la somme versée par EDF à l'État en 2004.

La filialisation des activités de transport et de distribution étant intervenue respectivement en 2005 et 2007, EDF, RTE EDF Transport et ERDF sont co-titulaires de ce droit à restitution. EDF reversera donc à RTE EDF Transport et ERDF les montants qui leur reviennent.

À ce titre, EDF a enregistré, au 31 décembre 2009, une dette de 526 millions d'euros dont 332 millions d'euros vis-à-vis de RTE EDF Transport et 194 millions vis-à-vis d'ERDF. Pour sa part, EDF a comptabilisé un produit financier à hauteur de 191 millions d'euros (au titre de la restitution des intérêts de la période 1997-2004) et un produit d'impôt pour un montant de 507 millions d'euros (au titre du principal).

Note Chiffre d'affaires

4

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

(en millions d'euros)	2009	2008
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	37 014	37 062
Ventes de services et divers	1 881	1 941
CHIFFRE D'AFFAIRES	38 895	39 003

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Le chiffre d'affaires est en léger retrait de 0,28 % par rapport à celui de l'exercice 2008. Cette évolution résulte principalement :

- d'une diminution des ventes d'électricité à la filiale EDF Trading et des ventes aux enchères ;
- partiellement compensée par un accroissement des ventes d'électricité en France reflétant notamment les augmentations des tarifs réglementés au 15 août 2008 et au 15 août 2009.

Note Subventions d'exploitation

5

(en millions d'euros)	2009	2008
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	2 672	1 874

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Cette contribution, due par le consommateur final, est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation auprès de la Caisse des Dépôts et Consignations. Elle compense les surcoûts résultant des obligations d'achat, les surcoûts de la production dans les zones non interconnectées au réseau continental, les coûts des tarifs d'énergie « Produit de première nécessité » et les coûts du dispositif « Pauvreté et précarité ».

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 2 663 millions d'euros en 2009 contre 1 866 millions d'euros en 2008. L'évolution s'explique notamment par la baisse des prix de marché de l'électricité constatée depuis fin 2008, entraînant une hausse de la subvention relative aux obligations d'achats.

Note 6 Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)

	2009	2008
Reprise de provisions pour risques	124	118
Pensions et obligations assimilées	755	1 101
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	1	4
Gestion du combustible nucléaire usé ⁽¹⁾	725	2 955
Gestion à long terme des déchets radioactifs	140	134
Déconstruction des centrales	221	304
Derniers cœurs	-	111
Autres provisions pour charges ⁽²⁾	1 577	743
Reprise de provisions pour charges	3 419	5 352
Reprise d'amortissement du financement du concédant	-	4
Reprise de provisions pour dépréciation	168	118
TOTAL	3 711	5 592

(1) Dont 2 300 millions d'euros en 2008 résultant de l'accord-cadre EDF-AREVA en contrepartie de l'enregistrement en charges de la soulte relative au démantèlement de l'usine de La Hague.

(2) Dont 1 351 millions d'euros en 2009 de reprise relative à la provision concernant le Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM) contre 497 millions d'euros en 2008.

Note 7 Autres produits d'exploitation

(en millions d'euros)

	2009	2008
AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION	897	1 034

Sont comptabilisés notamment dans cette rubrique, en application de l'avis du Comité d'urgence n° 2004-C du 23 mars 2004, les quotas d'émission de gaz à effet de serre alloués par l'État pour l'année écoulée et utilisés. Ces derniers ont baissé de 153 millions d'euros essentiellement suite à la baisse du prix des quotas.

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2009	2008
Achats consommés de combustibles	2 820	2 457
Achats d'énergie	9 821	9 495
Autres achats consommés de biens ⁽¹⁾	1 107	3 227
Achats de services ⁽²⁾	16 408	15 881
TOTAL	30 156	31 060

(1) Suite à l'accord-cadre EDF-AREVA du 19 décembre 2008, une soulte libératoire de 2 300 millions d'euros relative au démantèlement de l'usine de La Hague a été constatée en charges en 2008.

(2) Cette rubrique porte notamment les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF. La hausse, en 2009, est principalement due aux frais d'émission d'emprunts.

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

(en millions d'euros)	2009	2008
Impôts et taxes sur rémunérations	116	110
Impôts et taxes liés à l'énergie ⁽¹⁾	1 301	882
Taxes professionnelles	909	807
Taxes foncières	268	254
Autres impôts et taxes	305	307
IMPÔTS ET TAXES	2 899	2 360

(1) Dans le cadre du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), une contribution de 850 millions d'euros a été comptabilisée en 2009 contre 426 millions d'euros en 2008.

Note Charges de personnel

10

Salaires et charges

(en millions d'euros)	2009	2008
Salaires et traitements	3 265	3 178
Charges sociales	2 025	1 917
CHARGES DE PERSONNEL	5 290	5 095

Outre l'évolution des effectifs et des salaires, l'augmentation des charges de personnel en 2009 reflète notamment la mise en place d'une couverture de prévoyance complémentaire et d'un régime de retraite supplémentaire pour les agents statutaires à compter du 1^{er} janvier 2009.

Effectifs moyens

	2009			2008
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Cadres	21 923	267	22 190	20 975
Exécutions, Agents de maîtrise et Techniciens	37 311	337	37 648	38 156
EFFECTIFS MOYENS	59 233	604	59 837	59 131

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note Dotations aux amortissements

11

(en millions d'euros)	2009	2008
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	92	90
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles :		
- domaine propre	1 564	1 481
- domaine concédé ⁽¹⁾	191	169
Sous-total	1 755	1 650
Dotations aux amortissements des immobilisations	1 847	1 740
Dotations aux amortissements des frais d'émission d'emprunts et autres charges à étaler	14	2
TOTAL	1 861	1 742

(1) Les dotations relèvent du domaine de concession « Forces Hydrauliques » et des concessions « Distribution publique » du Système Énergétique Insulaire.

Note Dotations aux provisions

12

(en millions d'euros)	2009	2008
Provisions pour risques	76	53
Pensions et obligations assimilées	398	448
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	19	13
Gestion du combustible nucléaire usé	368	413
Gestion à long terme des déchets radioactifs	17	21
Déconstruction des centrales	79	127
Autres provisions pour charges ⁽¹⁾	649	1 501
Provisions pour charges	1 530	2 523
Provisions pour dépréciation	206	258
TOTAL	1 812	2 834

(1) Dont 501 millions d'euros de dotations en 2009 concernant le Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) contre 1 351 millions d'euros en 2008.

Note Autres charges d'exploitation

13

(en millions d'euros)	2009	2008
Émissions de gaz à effet de serre ⁽¹⁾	286	396
Autres charges d'exploitation	722	1 048
TOTAL	1 008	1 444

(1) La diminution des charges d'émissions de gaz à effet de serre résulte essentiellement de la baisse des prix des quotas d'émission.

Note Résultat financier

14

(en millions d'euros)	2009	2008
Charges sur dettes financières long terme ⁽¹⁾	(1 438)	(823)
Charges sur passifs financiers court terme ⁽¹⁾	(693)	(22)
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement	(70)	(30)
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé	814	644
Produits des actifs financiers court terme	45	205
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement	113	75
Frais Financiers Nets	(1 229)	49
Pertes de change réalisées ⁽²⁾	(4 058)	(1 797)
Gains de change réalisés ⁽²⁾	4 223	1 751
Résultat de change	165	(46)
Autres produits et charges financiers	309	(324)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽³⁾	(2 371)	(4 781)
Produits financiers de participations ⁽⁴⁾	715	1 572
Reprises de provisions et transferts de charges ⁽⁵⁾	2 484	373
Autres produits et charges financiers	1 137	(3 160)
RÉSULTAT FINANCIER	73	(3 157)

(1) L'augmentation des charges est liée à l'évolution des dettes financières détaillée en notes 33 et 34.

(2) En 2009, les gains et pertes de change réalisés sont principalement relatifs aux opérations au Royaume-Uni.

(3) Ce poste comprend les charges d'actualisation relevant des provisions long terme (nucléaire et avantages au personnel) et les dotations aux provisions pour pertes de change latentes. En 2008, ce poste comprenait des dotations aux provisions pour dépréciation des actifs dédiés pour un montant de 1 408 millions d'euros et des titres d'EDF International pour un montant de 396 millions d'euros.

(4) En 2008, EDF International avait versé 581 millions d'euros de dividendes sans équivalent en 2009.

(5) Ce poste comprend notamment les reprises de provision sur les titres EDF International pour 612 millions d'euros, sur les titres Italenergia bis pour 115 millions d'euros, sur les actifs dédiés pour 793 millions d'euros et les reprises de provisions pour pertes de change pour 505 millions d'euros.

Note Résultat exceptionnel

15

En 2009, le résultat exceptionnel représente un produit net de 987 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- la cession pour un montant de 481 millions d'euros des droits de tirage de la centrale en participation d'Emosson à Alpiq en échange de titres de cette société, puis cession de ces titres à EDF International ;
- la reprise des subventions perçues lors des constructions des ouvrages en concessions hydrauliques pour un montant de 80 millions d'euros consécutive à l'ajustement de la valeur du droit du concédant conséquence de la loi sur l'eau du 31 décembre 2006 ;
- les cessions d'immobilisations corporelles à hauteur de 25 millions d'euros ;
- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 179 millions d'euros ;
- les reprises du supplément d'amortissement dégagé par la réévaluation de 1976 pour 32 millions d'euros ;

- les opérations liées à la livraison en août 2009 des actions gratuites dans le cadre du plan d'attribution d'actions gratuites aux salariés initié en 2007 représentant une charge nette de 53 millions d'euros ;
- une plus-value de 265 millions d'euros suite aux cessions des titres EDF Belgium et SNET.

En 2008, le résultat exceptionnel représente un produit de 237 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- la cession de titres ArcelorMittal a généré une plus-value de 121 millions d'euros ;
- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles s'élèvent à 88 millions d'euros ;
- la reprise du supplément d'amortissement dégagé par la réévaluation de 1976 est de 32 millions d'euros ;
- les cessions d'immobilisations corporelles ont dégagé une plus-value de 22 millions d'euros, liée aux cessions immobilières.

Note Impôts sur les bénéficiaires

16

16.1 Groupe fiscal	457
16.2 Impôt sur les sociétés	458
16.3 Situation fiscale différée ou latente	458

16.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2009 comprend 53 filiales, dont RTE EDF Transport, ERDF et EDF International.

16.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés, de l'imposition forfaitaire annuelle, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle était imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs.

En 2009, le résultat du groupe fiscal est bénéficiaire. L'impôt sur les sociétés exigible, relatif au groupe fiscal, s'élève à 847 millions d'euros.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 401 millions d'euros. EDF étant tête de groupe fiscal, cette charge se décompose comme suit :

- 662 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2009 ;
- 255 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (13) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale ;
- 4 millions d'euros au titre d'ajustements sur exercice antérieur ;
- (507) millions d'euros au titre de la restitution par l'État de la somme versée en 2004 suite à la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003.

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. En fin d'année 2009, une proposition de rectification a été adressée à EDF sur la période vérifiée ; EDF conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée.

16.3 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels.

- Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits.
- Les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale.
- Les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts et les impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation
Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(11 521)	(12 968)	1 447
- Instruments financiers et écarts de conversion	(2 261)	(2 011)	(250)
- Autres	(213)	(145)	(68)
Total base d'impôt actif au taux normal	(13 995)	(15 124)	1 129
Différences temporaires générant un passif d'impôt			
- Instruments financiers et écarts de conversion	2 827	3 342	(515)
- Autres	-	10	(10)
Total base d'impôt passif au taux normal	2 827	3 352	(525)
- Plus-values en sursis d'imposition nettes de moins-values	79	79	-
Total base passif d'impôt au taux réduit	79	79	-
Situation fiscale différée (en base)	(11 089)	(11 693)	604
Dette (créance) future d'impôt au taux de droit commun	(3 848)	(4 058)	210
Dette (créance) future d'impôt au taux réduit	1	1	-

(1) Concerne principalement les avantages au personnel postérieurs à l'emploi.

Note 17 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2008	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2009
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	413	77	113	377
Autres ⁽¹⁾	634	475	548	561
Sous-total	1 047	552	661	938
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains	130	3	9	124
Constructions et agencements de terrains	8 906	151	32	9 025
Tranches de production nucléaires	45 065	700	321	45 444
Matériel et outillage industriel hors réseau	9 247	336	70	9 513
Réseau du domaine propre	579	28	-	607
Autres immobilisations corporelles	984	92	83	993
Sous-total	64 911	1 310	515	65 706
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽²⁾				
Terrains	37	-	1	36
Constructions et agencements de terrains	8 374	52	16	8 410
Matériel et outillage industriel hors réseau	971	6	5	972
Réseau du domaine concédé	1 769	115	7	1 877
Autres immobilisations corporelles	11	-	0	11
Sous-total	11 162	173	29	11 306
Immobilisations en cours				
Immobilisations corporelles ⁽³⁾	3 078	2 931	1 442	4 567
Immobilisations incorporelles	500	322	83	739
Avances et acomptes versés sur commandes	739	327	-	1 066
Sous-total	4 317	3 580	1 525	6 372
TOTAL GÉNÉRAL	81 437	5 615	2 730	84 322

(1) L'augmentation de 475 millions d'euros comprend 222 millions d'euros liés à l'allocation par l'État des quotas de gaz à effet de serre en décembre 2009 et la diminution de 548 millions d'euros comprend 283 millions d'euros liés à la restitution à l'État en 2009 des quotas 2008.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent du Système Énergétique Insulaire ainsi que des concessions de Forces Hydrauliques.

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements nucléaires des centrales existantes, la construction de la centrale EPR à Flamanville et la rénovation des centrales thermiques.

Le montant des immobilisations mises en service au cours de l'exercice apparaît pour l'essentiel en diminution des immobilisations en cours.

Note 18 Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants cumulés au 31/12/2008	Augmentation	Diminution	Montants cumulés au 31/12/2009
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	215	76	124	167
Autres	42	53	32	63
Sous-total	257	129	156	230
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains et constructions	5 725	199	31	5 893
Tranches de production nucléaire	29 715	1 202	506	30 411
Matériel et outillage industriel hors réseau	6 703	246	67	6 882
Réseau du domaine propre	251	18	-	269
Autres immobilisations corporelles	685	66	63	688
Sous-total	43 079	1 731	667	44 143
Immobilisations corporelles du domaine concédé				
Terrains et constructions	5 075	120	11	5 184
Matériel et outillage industriel hors réseau	729	14	5	738
Réseau du domaine concédé	667	51	5	713
Autres immobilisations corporelles	9	1	-	10
Sous-total	6 480	186	21	6 645
TOTAL GÉNÉRAL	49 816	2 046	844	51 018

Note Immobilisations financières

19	19.1 Variations des immobilisations financières	461
	19.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %	462
	19.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %	463
	19.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)	464
	19.5 Variations des actions propres	464

19.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2008	Augmentation	Diminution	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2009
Participations ⁽¹⁾	33 426	8 195	519	-	4 680	45 782
Créances rattachées aux participations ⁽²⁾	2 236	11	-	272	(2 500)	19
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ⁽³⁾	9 733	6 021	3 729	-	-	12 025
Autres titres immobilisés	154	78	198	-	-	34
Prêts	131	-	48	-	-	83
Prêts aux filiales ⁽⁴⁾	7 195	15 685	11 916	206	(2 163)	9 007
Dépôts, cautionnements et autres	114	13	4	-	-	123
Total	52 989	30 003	16 414	478	17	67 073

(en millions d'euros)	Valeur au 31/12/2008	Dotations	Reprises	Variation de change	Reclassement	Valeur au 31/12/2009
Provisions sur participations et créances rattachées ⁽⁵⁾	(925)	(22)	727	-	-	(220)
Provisions sur TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁶⁾	(1 635)	(9)	809	-	-	(835)
Provisions sur prêts et autres immobilisations	(12)	-	6	-	-	(6)
Total	(2 572)	(31)	1 542	-	-	(1 061)
VALEUR NETTE	50 417					66 012

(1) La variation de ce poste correspond, pour l'essentiel :

- à l'augmentation du capital d'EDF International par un apport en numéraire d'un montant de 3 314 millions d'euros et par compensation de créance d'un montant de 4 665 millions d'euros (reclassement) ;
- à l'augmentation du capital de C3 pour 4 392 millions d'euros. Cette holding détient les titres d'EDF Investissements Groupe (EIG), société de financement des filiales du Groupe.

(2) La variation de ce poste correspond à la capitalisation en 2009 via EDF International de l'avance de 2 123 millions de livres sterling accordée à Lake Acquisitions afin de financer l'achat des titres British Energy.

(3) Ce poste regroupe, au 31 décembre 2009, pour 11 483 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 473 millions d'euros un portefeuille d'actions constitué pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante (principalement actions Veolia Environnement).

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. Des retraits pour un montant de 302 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des décaissements au titre des obligations concernées.

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2009 est de 9 007 millions d'euros, dont 4 616 millions d'euros pour EDF International, 2 924 millions d'euros pour RTE EDF Transport, 823 millions d'euros pour EDF Energy et 540 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles. Les variations de la période s'expliquent principalement par les opérations liées à l'acquisition de British Energy.

(5) Les reprises de provisions concernent les titres EDF International pour 612 millions d'euros et les titres Italennergia bis pour 115 millions d'euros.

(6) La variation nette de ce poste résulte essentiellement de la reprise de provisions sur les actifs dédiés à hauteur de 783 millions d'euros.

19.2

Filiales et participations détenues à plus de 50 %

Raison sociale	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations 31/12/2009	% du capital détenu	Capitaux propres 2008	Résultat de l'exercice 2008	Dividendes reçus en 2009	Chiffre d'affaires 2008
<i>(en millions d'euros)</i>							
I. Filiales							
* Sociétés Holdings							
EDF Développement Environnement SA	1 268	-	100	1 485	69	-	3
EDF International	21 288	-	100	11 413	(232)	-	1
MNTC	2 095	-	100	2 075	49	44	-
EDF Production Électrique Insulaire SAS	105	-	100	105	(1)	-	-
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 150	189	180	-
Société C3	7 388	-	100	2 987	24	-	-
Wagram 4	1 677	-	100	1 922	8	-	n.s.
* Sociétés Immobilières							
La Gérance Générale Foncière	471	-	100	388	30	30	22
Société Foncière Immobilière de Location (SOFILO)	937	-	100	762	49	61	126
* Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	11	n.s.	-	4
Richemont	152	152	100	9	-	-	1
Edenkia	n.s.	-	50	1	1	n.s.	14
Dalkia Investissement	200	-	50	247	23	11	13
RTE EDF Transport	4 030	-	100	4 797	267	160	4 218
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	-	100	3 041	217	162	11 298
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	89	n.s.	-	24
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	10	n.s.	-	5
Forces Motrices du Chatelôt	1	-	50	10	n.s.	n.s.	3
* Sociétés et Établissements financiers							
Sapar Finance	3	-	100	15	n.s.	2	1
* Autres (GIE Eifer)							
	49	48	-	-	-	-	-
TOTAL I	44 334	214	-	-	-	650	-

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

19.3

Filiales et participations détenues à moins de 50 %

Raison sociale	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations 31/12/2009	% du capital détenu	Capitaux propres 2008	Résultat de l'exercice 2008	Dividendes reçus en 2009
<i>(en millions d'euros)</i>						
Report du total I	44 334	214	-	-	-	650
II. Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
* Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Dalkia International	425	-	24	1 814	25	1
Dalkia Holding	897	-	34	1 483	229	51
Total II.1	1 322	-	-	-	-	52
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
AREVA	123	-	2	3 508	1 036	6
Autres	2	-	-	-	-	7
À l'étranger						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	74	3	n.s.
Total II.2	126	-	-	-	-	13
TOTAL II	1 448	-	-	-	-	65
TOTAL BRUT DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	45 782	214	-	-	-	715
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	45 568					

n.s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

19.4

Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
(en millions d'euros)						
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	9 733	8 104	8 395	12 025	11 196	11 760

Le portefeuille de TIAP est composé notamment d'actifs dédiés. Ce 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 juin 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).

Ces actifs dédiés 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.

Le portefeuille d'actifs dédiés est constitué de placements diversifiés obligataires et d'actions :

- une partie de ces placements, constituée d'obligations gouvernementales, est actuellement détenue et gérée directement par EDF ;
- l'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur la plupart des grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères indépendantes sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments des marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF recherche la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit, historiquement et en nombre limité, de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif.

Ce portefeuille est organisé et géré suivant une approche indiciaire conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative, visant à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme.

La décomposition entre les FCP réservés et les autres placements est la suivante :

(en millions d'euros)	2009		2008	
	Valeur nette comptable	Juste valeur ⁽¹⁾	Valeur nette comptable	Juste valeur ⁽¹⁾
Actions Amérique du Nord	270	270	222	222
Actions Europe	363	377	235	235
Actions Japon	20	20	19	19
Obligations Monde	612	700	612	670
Total des FCP dédiés	1 265	1 368	1 088	1 146
Autres placements financiers directs ou en OPCVM	9 508	9 968	6 551	6 842
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS HORS VMP	10 773	11 336	7 639	7 988

(1) La juste valeur comprend les intérêts courus non échus.

19.5

Variations des actions propres

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2008	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2009
ACTIONS PROPRES	19	77	89	7

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2009 s'élève à 193 743 actions. Elles ont été acquises dans le cadre d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement.

Note Informations concernant les entreprises liées

20

20.1 Relations avec les filiales

465

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

465

20.1 Relations avec les filiales

Sociétés

	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes nettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
RTE EDF Transport	2 924	280	-	525	-	157
EDF Energy	823	-	-	78	-	9
Lake Acquisitions	64	-	-	-	-	341
EDF Énergies Nouvelles	540	-	-	-	-	7
EDF International	4 616	-	-	-	-	70
ERDF	-	82	-	3 156	-	1
EDF Trading	-	1 717	-	1 115	-	8
Compte courant ERDF	-	-	-	535	(2)	-
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales	-	-	2 191	-	(14)	-
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾	-	-	-	953	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales ⁽³⁾	-	-	3 456	-	(66)	-

⁽¹⁾ Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

⁽²⁾ Dont EDF International pour 618 millions d'euros.

⁽³⁾ Dont ERDF pour 2 000 millions d'euros de placements.

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

20.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,48 % du capital d'EDF au 31 décembre 2009. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Il nomme le Président du Conseil d'administration.

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 EDF 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 EDF. 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 a confiées à EDF 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. En 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.

20.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

EDF réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des consommations en provenance des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du groupe AREVA.

Par ailleurs, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2009, classés en titres de participation.

Note Stocks et en-cours

21

	Matières et combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières et matériels	En-cours de production de biens et de services	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeur brute au 31/12/2008	6 371	446	613	25	7 455
Provisions au 31/12/2008	(13)	-	(145)	-	(158)
Valeur nette au 31/12/2008	6 358	446	468	25	7 297
Valeur brute au 31/12/2009	6 701	457	737	16	7 911
Provisions au 31/12/2009	(12)	-	(160)	-	(172)
VALEUR NETTE AU 31/12/2009	6 689	457	577	16	7 739

Note Créances

22

Créances	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2009	Montant brut au 31/12/2008
	Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans		
<i>(en millions d'euros)</i>					
Créances de l'actif immobilisé					
Créances rattachées à des participations	19	-	-	19	2 236
Prêts	50	24	10	84	131
Autres immobilisations financières	6 277	2 171	681	9 129	7 309
Sous-total	6 346	2 195	691	9 232	9 676
Créances de l'actif circulant					
Créances d'exploitation					
Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 139	53	-	2 192	2 183
Factures à établir ⁽¹⁾	9 074	-	-	9 074	9 239
Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	5 422	508	163	6 093	5 929
Sous-total	16 635	561	163	17 359	17 351
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	229	573	383	1 185	399
Charges constatées d'avance	499	55	11	565	812
Avances et acomptes versés sur commandes	450	23	-	473	629
TOTAL	24 159	3 407	1 248	28 814	28 867

(1) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée relevée non facturée et l'énergie livrée non relevée non facturée.

(2) Dont 2 249 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes, 1 844 millions d'euros de Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE), 1 030 millions d'euros de créances sur les sociétés du Groupe, principalement avec EDF Trading au 31 décembre 2009.

(3) Correspond aux gains latents sur instruments de change.

Note Valeurs mobilières de placement

23

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation de l'exercice
Actions propres ⁽¹⁾	3	168	(165)
OPCVM en euros	2 232	5 337	(3 105)
TCN-CT en euros ou devises inférieurs à 3 mois ⁽²⁾	884	1 354	(470)
TCN-CT en euros ou en devises supérieurs à 3 mois ⁽²⁾	1 935	567	1 368
Obligations en euros	215	366	(151)
Autres valeurs mobilières de placement	2	4	(2)
Valeur brute	5 271	7 796	(2 525)
Provisions ⁽³⁾	(10)	(129)	119
VALEUR NETTE	5 261	7 667	(2 406)

(1) Dans le cadre du plan d'attribution d'actions gratuites, 2 754 567 actions ont été attribuées en 2009 pour un montant de 165 millions d'euros.

(2) Les TCN-CT en euros comprennent, au 31 décembre 2009, 100 millions d'euros d'actif dédiés, contre 670 millions d'euros au 31 décembre 2008.

(3) Les provisions sont relatives à une dépréciation sur les OPCVM pour 10 millions d'euros au 31 décembre 2009 contre 93 millions d'euros au 31 décembre 2008.

Note 24 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation
Valeurs mobilières de placement	5 271	7 796	(2 525)
Disponibilités	2 206	586	1 620
Sous-total à l'actif du bilan	7 477	8 382	(905)
OPCVM en euros	(2 232)	(5 337)	3 105
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 732)	(567)	(1 165)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(203)	-	(203)
Obligations	(215)	(366)	151
VMP - titres propres	(3)	(168)	165
Intérêts courus sur VMP supérieures à 3 mois	(1)	(4)	3
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(4 386)	(6 442)	2 056
Achats d'option de change classés en instruments de trésorerie dans le bilan	-	5	(5)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de cash-pooling) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	-	34	(34)
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de cash-pooling) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(2 196)	(1 619)	(577)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie	895	360	535
Élimination de l'incidence des variations de change			(7)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(33)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE			495

Note 25 Écarts de conversion actif et passif

Les écarts de conversion nets sont de 119 millions d'euros (gain latent de change). Ils comprennent au passif 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling après couverture par des swaps.

Note Variation des capitaux propres

26

	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>							
Situation au 31 décembre 2007	911	6 874	3 175	4 934	47	7 197	23 138
Affectation du résultat 2007	-	-	3 659	(3 659)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	2	(1 275)	-	-	(1 273)
Résultat 2008	-	-	-	867	-	-	867
Acompte sur dividendes	-	-	(1 164)	-	-	-	(1 164)
Autres variations	-	(1)	75	-	8	(90)	(8)
Situation au 31 décembre 2008	911	6 873	5 747	867	55	7 107	21 560
Distribution de dividendes	-	-	(297)	(867)	-	-	(1 164)
Résultat 2009	-	-	-	4 580	-	-	4 580
Acompte sur dividendes	13	925	(1 002)	-	-	-	(64)
Autres variations	-	(2)	-	-	31	(180)	(151)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2009	924	7 796	4 448	4 580	86	6 927	24 761

Le 5 novembre 2009, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2009, payable en numéraire et/ou en actions. La mise en paiement des dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social par émission de 26 695 572 actions à la valeur nominale de 0,50 euro, soit 13 millions d'euros, et une prime d'émission de 925 millions d'euros. Les frais d'émission ont été imputés sur cette prime.

En 2009, la variation des capitaux propres de 3 201 millions d'euros se décompose de la façon suivante :

- (1 164) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2008, décidée par l'assemblée des actionnaires du 20 mai 2009, correspondant à 0,64 euro par action, mis en paiement le 3 juin 2009 ;
- (64) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2009, correspondant à 0,55 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2009 ;
- 4 580 millions d'euros de résultat 2009 ;
- (151) millions d'euros d'autres variations correspondant notamment aux reprises nettes de provisions réglementées pour (180) millions d'euros et aux subventions d'investissement reçues pour 31 millions d'euros.

En 2008, la diminution des capitaux propres de 1 578 millions d'euros se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (1 273) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2007 à la suite de la décision de l'assemblée des actionnaires du 20 mai 2008, correspondant à 0,70 euro par action, mis en paiement le 2 juin 2008 ;

- (1 166) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2008 à la suite de la décision du Conseil d'administration du 20 novembre 2008, correspondant à 0,64 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2008 pour 1 164 millions d'euros versés hors actions propres ;
- 867 millions d'euros de résultat 2008 ;
- (8) millions d'euros d'autres variations correspondant notamment aux reprises nettes de provisions réglementées pour (90) millions d'euros et au changement de méthode de comptabilisation de la charge liée au plan d'attribution d'actions gratuites (avis n° 2008-17 du Conseil National de la Comptabilité) pour 75 millions d'euros.

Capital social

Au 31 décembre 2009, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, composé de 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État, 13,1 % par le public (institutionnels et particuliers), 2,4 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 244 412 d'actions autodétenues.

Note Comptes spécifiques des concessions

27

(en millions d'euros)	2009	2008
Droits sur biens des concessions des Forces Hydrauliques		
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	102	182
Écarts de réévaluation	1 103	1 134
Amortissement de caducité ⁽¹⁾	15	-
Droits sur biens FH	1 220	1 316
Droits sur biens des concessions de distribution publique ⁽²⁾		
Contre-valeur des biens	1 205	1 137
Financement du concessionnaire non amorti	(686)	(633)
Amortissement du financement du concédant	214	202
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	14	16
Droits sur biens DP	747	722
TOTAL	1 967	2 038

(1) Adaptation du traitement comptable au 1^{er} janvier 2009 dans le cadre de la loi du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques avec la modification du plan d'amortissement pour prendre en compte la date de fin des concessions de Forces Hydrauliques (amortissement de caducité) et le réajustement de la valeur des droits du concédant.

(2) Les droits sur biens des concessions de distribution publique relèvent du Système Énergétique Insulaire (SEI).

Note Provisions pour risques et passifs éventuels

28

(en millions d'euros)	2008	Dotations		Reprises			2009
		Exploitation	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change ⁽¹⁾	505	-	66	-	-	(505)	66
Provisions pour risques sur participations	2	-	-	-	-	-	2
Provisions pour contrats déficitaires	47	36	2	(41)	(2)	-	42
Autres provisions pour risques	224	40	2	(33)	(49)	-	184
PROVISIONS POUR RISQUES	778	76	70	(74)	(51)	(505)	294

(1) La reprise financière est principalement due à la capitalisation d'une avance de 2 123 millions de livres sterling accordée à Lake Acquisitions en 2008 afin de financer l'achat des titres British Energy.

Passifs éventuels

DROITS INDIVIDUELS À LA FORMATION (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF

les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2009, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis non consommés s'élève à 7 054 647 heures dont 7 028 749 n'ayant pas donné lieu à demande.

Note 29 Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction

29

29.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire	472
29.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	474
29.3 Sécurisation du financement des obligations de long terme	475

Les provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.14. Elles 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 elle est l'exploitant ;

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

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 fin d'année (en prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %).

29.1

Provisions pour aval du cycle nucléaire

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

	2008	Dotations			Reprises		Autres ⁽²⁾	2009
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>								
Provision pour gestion du combustible utilisé	8 553	368	469	-	(714)	(11)	21	8 686
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 158	17	305	-	(120)	(21)	5	6 344
PROVISIONS POUR AVAIL DU CYCLE NUCLÉAIRE	14 711	385	774		(834)	(32)	26	15 030

(1) Charges financières d'actualisation.

(2) Correspond à la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié, la contrepartie étant comptabilisée dans les comptes de stocks.

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

	2009		2008	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provision pour gestion du combustible utilisé	13 969	8 686	13 675	8 553
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	22 321	6 344	21 464	6 158
TOTAL DES PROVISIONS AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	36 290	15 030	35 139	14 711

29.1.1 Provisions pour charges de gestion des combustibles usés

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'arrêt 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.

29.1.2 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).

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 prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le Groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP, devenue depuis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat – DGEC) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, Agence des Participations de l'État et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du Groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

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.

29.2

Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

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

	2008	Dotations		Reprises		2009
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet	
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	434	8	22	(45)	6	425
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 360	6	518	(176)	-	10 708
Provisions derniers cœurs	1 675	65	85	-	-	1 825
TOTAL	12 469	79	625	(221)	6	12 958

(1) Charges financières d'actualisation.

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

	2009		2008	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provision pour déconstruction des centrales thermiques	594	425	609	434
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	20 696	10 708	20 452	10 360
Provision pour derniers cœurs	3 732	1 825	3 566	1 675
TOTAL DES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	25 022	12 958	24 627	12 469

29.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme

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.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision.

L'évaluation de la provision au 31 décembre en 2009 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

29.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires de la filière REP (Réacteur à Eau Pressurisée) 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.

Rappel pour les centrales en exploitation :

- un actif a été créé en contrepartie de la provision ;
- 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.

POUR LES CENTRALES EN EXPLOITATION (FILIERE REP PALIERS 900 MW, 1 300 MW ET N4)

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

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 terme 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 €/MW.

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

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 en interne 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 sa participation initiale. Les soultes libératoires ont été réglées le 10 mars 2009.

29.2.3 Provision pour derniers cœurs

Pour EDF, 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 suivant 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.

29.3

Sécurisation du financement des obligations de long terme

29.3.1 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.

29.3.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des 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 actualisé.

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 ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs.

	Coût provisionné en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2009	2008	2009		2008	
			0,25 %	- 0,25 %	0,25 %	- 0,25 %
<i>(en millions d'euros)</i>						
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 dépréciation des derniers cœurs						
Déconstruction des centrales	10 708	10 360	(542)	575	(539)	574
Derniers cœurs	1 825	1 675	(81)	87	(79)	85
TOTAL	27 563	26 746	(1 206)	1 312	(1 185)	1 290

29.3.3 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 pour que la valeur du portefeuille soit au moins égale à la valeur des provisions, soit au plus tard en juin 2011. Les actifs dédiés sont détaillés en note 19.

Note Avantages du personnel

30	30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	477
	30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	478
	30.3 Hypothèses actuarielles	479
	30.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture	479

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

	31/12/2008	Augmentation		Diminution		31/12/2009
		Charges exploitation ⁽¹⁾	Charges financières	Suite à utilisation ⁽²⁾	Autres	
<i>(en millions d'euros)</i>						
Avantages postérieurs à l'emploi	8 943	296	820	(1 005)	(2)	9 052
Avantages long terme	575	102	33	(67)	-	643
PROVISIONS POUR AVANTAGES AU PERSONNEL	9 518	398	853	(1 072)	(2)	9 695

(1) Dont 271 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 119 millions d'euros au titre des pertes actuarielles.

(2) Dont 749 millions d'euros au titre des prestations servies et 317 millions d'euros au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

30.1

Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC du 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2008	Dotations	Reprises	Autres	31/12/2009
Retraites	7 583	939	(891)	-	7 631
Avantages en nature énergie	642	63	(39)	-	666
Indemnités de fin de carrières	-	64	(51)	(2)	11
Indemnité de secours immédiat	173	10	(7)	-	176
Indemnité de congés exceptionnels	123	12	(2)	-	133
Indemnité compensatrice de frais d'études	18	1	(1)	-	18
Charges CNI EG	380	24	(14)	-	390
Indemnité complémentaire retraite et retraites des détachés	24	3	-	-	27
TOTAL	8 943	1 116	(1 005)	(2)	9 052

30.1.1 Retraites

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG sont entrées en vigueur au 1^{er} janvier 2005.

Les droits spécifiques du régime spécial correspondent aux prestations non couvertes par les régimes de droit commun. Les droits spécifiques passés sont les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004, les droits spécifiques futurs sont ceux validés après le 31 décembre 2004. Le financement des droits spécifiques passés relevant des activités de transport et de distribution d'électricité et de gaz, et des activités de gestion des missions de service public, dites « Activités régulées ou non concurrentielles », est assuré par la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA).

Le financement assuré directement par EDF concerne :

- les droits spécifiques passés relevant des autres activités, dites « Activités non régulées ou concurrentielles » ;
- les droits spécifiques futurs des activités régulées et non régulées ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

30.1.2 Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs :

LES AVANTAGES EN NATURE ÉNERGIE

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières 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 d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pen-

dant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. Dans le calcul de l'engagement est prise en compte la soulte 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 deux mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).

LES INDEMNITÉS DE CONGÉS EXCEPTIONNELS DE FIN DE CARRIÈRE

Tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

LES INDEMNITÉS COMPENSATRICES DE FRAIS D'ÉTUDE

L'Indemnité Compensatrice de Frais d'Études (ICFE) est un avantage familial extrastatutaire. Elle a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins.

FRAIS DE GESTION DE LA CNIÉG

Les charges administratives et financières de la CNIÉG sont mutualisées au sein des IEG.

RÉGIME DE RETRAITE DES DÉTACHÉS

Le régime de retraite des détachés est destiné à procurer aux agents qui ont été détachés au sein des sociétés du groupe EDF, en France comme à l'étranger, entre le 1^{er} janvier 2000 et le 31 décembre 2005 un niveau

de rente correspondant à la différence entre ce qu'ils auraient perçu au titre du régime de retraite des IEG et ce qu'ils perçoivent ou percevront au titre des régimes obligatoires auxquels ils ont été affiliés pendant leur période de détachement.

INDEMNITÉS COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Les indemnités complémentaires de retraite sont versées aux agents cadres supérieurs qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse.

30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Les provisions pour avantages consentis aux actifs sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2008	Dotations	Reprises	31/12/2009
Aide bénévole amiante	10	3	(1)	12
CFC Amiante	9	5	(3)	11
Médailles du travail	73	8	(8)	73
Rentes invalidités	97	61	(30)	128
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	386	58	(25)	419
TOTAL	575	135	(67)	643

AIDE BÉNÉVOLE AMIANTE

Afin d'améliorer la réparation du préjudice subi par les salariés reconnus atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, une aide bénévole à caractère indemnitaire est versée par EDF à l'agent ou à ses ayants droit lorsqu'il est décédé des suites de sa maladie. Cette aide représente un montant équivalent à 20 % du montant de la rente pour les ouvriers et les ayants droit bénéficiant d'une rente. Pour ceux qui bénéficient d'une indemnisation par le régime spécial, l'aide représente 20 % de ce capital et est payée en une seule fois.

CFC AMIANTE

EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs d'au moins 50 ans, sans condition d'ancienneté, effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante.

MÉDAILLES DU TRAVAIL

Les indemnités proposées aux salariés au titre des médailles du travail varient en fonction de leur ancienneté. La méthode retenue pour évaluer l'engagement est celle des « unités de crédits projetées ». Celui-ci correspond à la valeur actuelle probable des indemnités lorsque l'agent a atteint les différents niveaux d'ancienneté.

RENTES INVALIDITÉS

À l'issue des cinq ans d'incapacité temporaire, l'agent dont l'état de santé ne permet pas une reprise de son activité professionnelle est mis en invalidité.

Les agents statutaires en activité de services peuvent bénéficier de prestations en rente lorsque leur mise en invalidité est prononcée par la Commission Nationale d'Invalidité (article 4 - § de l'annexe 3 du Statut national). Ils perçoivent alors une pension d'invalidité correspondant à 50 % de leur dernier salaire d'activité. L'état d'invalidité peut être prononcé à la suite d'une longue maladie d'une durée de cinq ans, d'un accident de travail ou d'une maladie professionnelle dès lors que l'agent est reconnu inapte au travail. Cette prestation, versée jusqu'à l'âge de la retraite en cas d'absence d'amélioration de l'état de santé de l'agent, n'est pas réversible.

RENTES 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. Ces prestations relèvent du Livre IV du Code de la Sécurité Sociale. Elles couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

30.3

Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 5,25 % au 31 décembre 2009 (contre 5,75 % au 31 décembre 2008). Les écarts actuariels, après prise en compte des variations de taux d'actualisation, présentent une perte de 181 millions d'euros au 31 décembre 2009 (contre un gain de 773 millions d'euros au 31 décembre 2008) ;

- le taux d'inflation retenu est estimé à 2 % ;
- l'évolution du salaire national de base (SNB) est estimée à 2 %, hors inflation ;
- les taux d'augmentation des salaires, hors évolution du SNB, ont été déterminés à partir des observations effectuées sur la période 1996 à 2003 ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 12,5 ans ;
- le taux de rotation des agents est non significatif.

30.4

Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

30.4.1 Variation de la valeur de l'obligation et de la situation financière

La variation de l'obligation et de la situation financière se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Engagements provenant de régimes	
	non financés	financés
Valeur actuelle de l'obligation au 01/01/2009	2 791	11 787
Coût des services rendus au cours de l'exercice	254	17
Charge d'intérêts	174	679
Pertes et (gains) actuariels	275	912
Prestations payées	(253)	(493)
Valeur actualisée de l'obligation au 31/12/2009	3 241	12 902
Juste valeur des actifs de couverture	-	(6 178)
Situation financière nette	3 241	6 724
(Pertes) et gains actuariels	(500)	319
Coûts des services passés non reconnus - droits non acquis	(3)	(86)
PASSIF NET CONSTITUÉ AU 31/12/2009	2 738	6 957

30.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

La variation de la valeur actualisée des actifs de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	
Juste valeur des actifs au 1^{er} janvier 2009	5 738
Rendement attendu des actifs du régime	317
Primes nettes	264
Prestations servies	(262)
Écarts actuariels sur actifs du régime	121
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31 DÉCEMBRE 2009	6 178

30.4.3 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Le taux de rendement attendu des actifs de couverture dépend de l'espérance de rendement de chacune des classes d'actifs financiers.

L'allocation des actifs financiers au 31 décembre 2009 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrières	Régime des retraites
Actions	47,0 %	35,2 %
Obligations et Monétaire	53,0 %	64,8 %

Les hypothèses de rendement attendu des actifs financiers sur le long terme au 31 décembre 2009 ont été fixées à :

- 5,33 % pour le régime de retraites ;
- 5,02 % pour les indemnités de fin de carrière.

Note 31 Provision pour renouvellement des immobilisations du domaine concédé

	2008	Dotations		Reprises		Autres	2009
		Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
PROVISION POUR RENOUVELLEMENT	202	19				(2)	219

Note 32 Provisions pour autres charges

	2008	Dotations		Reprises		2009
		Exploitation	Financières ^(a)	Suite à utilisation	sans objet	
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour charges relatives						
au personnel ⁽¹⁾	593	84	10	(182)	(2)	503
aux réparations et à l'entretien ⁽²⁾	161	29	-	(30)	-	160
à l'énergie non relevée non facturée	20	4	-	(6)	(3)	15
aux autres charges ⁽³⁾	1 578	535	-	(1 438)	(6)	669
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	2 352	652	10	(1 656)	(11)	1 347

(a) Charges financières liées à l'actualisation.

(1) La provision pour charges relatives au personnel est constituée principalement de la contribution de maintien de droits (AGIRC, ARRCO) pour 393 millions d'euros. La provision comptabilisée dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites consenties aux salariés a fait l'objet d'une reprise de 87 millions d'euros suite à la livraison des actions en août 2009.

(2) Cette rubrique concerne les révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

(3) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2009, 501 millions d'euros de provisions relatives au Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (1 351 millions d'euros au 31 décembre 2008) et 112 millions d'euros de provisions pour charges concernant des organismes sociaux (126 millions d'euros au 31 décembre 2008).

Note Dettes

33

Dettes	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2009	Montant brut au 01/01/2009 après reclassement*
	Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans		
<i>(en millions d'euros)</i>					
Dettes financières					
Emprunts obligataires	1 027	10 322	18 457	29 806	15 292
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	300	-	-	300	-
Autres emprunts	2 791	3	2	2 796	5 260
Dettes financières diverses					
Avances sur consommation	51	88	10	149	158
Autres dettes	950	21	353	1 324	914
Sous-total Dettes financières	5 119	10 434	18 822	34 375	21 624
Avances et acomptes reçus des clients	4 279	2	-	4 281	3 765
Dettes d'exploitation d'investissements et divers					
Fournisseurs et comptes rattachés					
Factures parvenues	2 729	-	-	2 729	2 588
Factures non parvenues ⁽¹⁾	6 174	742	-	6 916	7 638
Dettes fiscales et sociales	5 041	-	-	5 041	4 999
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés					
Factures parvenues	646	-	-	646	631
Factures non parvenues	852	-	-	852	817
Autres dettes					
Clients créditeurs	50	-	-	50	46
Autres comptes créditeurs ⁽²⁾	8 068	103	-	8 171	7 010
Sous-total Dettes d'exploitation d'investissements et divers	23 560	845	-	24 405	23 729
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	96	479	739	1 314	438
Produits constatés d'avance ⁽⁴⁾	576	824	2 000	3 400	3 796
TOTAL	33 630	12 584	21 561	67 775	53 352

* Les Euro-Médium Term Notes, figurant en autres emprunts en 2008, ont été reclassés en emprunts obligataires au 1^{er} janvier 2009.

(1) Dont 1 478 millions d'euros au 31 décembre 2009 au titre de la facturation de la soulte relative au démantèlement de l'usine de La Hague dans le cadre de l'accord EDF-AREVA.

(2) Le montant des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales s'élève à 5 652 millions en 2009 contre 5 155 millions d'euros en 2008. Le solde de la convention de placements avec la filiale ERDF s'élève à 2 000 millions d'euros en 2009 contre 2 400 millions d'euros en 2008.

(3) Correspond aux pertes latentes sur instruments de change.

(4) Le poste relève principalement de versements effectués par les partenaires au titre de fournitures d'énergie à livrer au cours d'exercices futurs.

Note Dettes financières

34	34.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps de couverture	483
	34.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps de couverture	484

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2008	Reclas- sements ⁽¹⁾	Solde au 01/01/2009	Nouveaux Emprunts	Rembour- sements	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2009
Emprunts obligataires								
Emprunts en euros	2 552	-	2 552	181	(1 996)	-	-	737
Emprunts en devises	1 127	-	1 127	5 104	(1)	(379)	-	5 851
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	-	9 370	9 370	9 769	-	-	-	19 139
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	-	2 243	2 243	1 795	-	42	-	4 080
Sous-total 1	3 679	11 613	15 292	16 849	(1 997)	(337)	-	29 807
Emprunts auprès des établissements de crédit								
Crédits syndiqués à court terme en euros	-	-	-	367	(367)	-	-	-
Crédits syndiqués à court terme en devises	-	-	-	7 818	(8 017)	199	-	-
Crédits court terme en euros	-	-	-	300	-	-	-	300
Sous-total 2	-	-	-	8 485	(8 384)	199	-	300
Autres emprunts								
Billets de trésorerie en Euros (BTR) ⁽²⁾	3 971	-	3 971	-	(1 848)	-	-	2 123
Papier commercial en devises ⁽²⁾	1 281	-	1 281	-	(615)	-	-	666
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	9 370	(9 370)	-	-	-	-	-	-
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	2 243	(2 243)	-	-	-	-	-	-
Emprunts contractuels à caractère financier ⁽²⁾	8	-	8	1	(3)	-	-	6
Sous-total 3	16 873	(11 613)	5 260	1	(2 466)	-	-	2 795
Total emprunts 1 + 2 + 3	20 552	-	20 552	25 335	(12 847)	(138)	-	32 902
Avances sur consommation	158	-	158	-	-	-	(9)	149
Avances diverses	452	-	452	-	-	-	(4)	448
Comptes bancaires créditeurs	41	-	41	-	-	-	(25)	16
Débits bancaires différés	39	-	39	-	-	-	13	52
Intérêts à payer	382	-	382	-	-	-	426	808
Total autres dettes financières diverses	914	-	914	-	-	-	410	1 324
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	21 624	-	21 624	25 335	(12 847)	(138)	401	34 375

(1) Les Euro-Medium Term Notes, figurant en autres emprunts en 2008, ont été reclassés en emprunts obligataires en 2009.

(2) Les remboursements sont nets des émissions de l'exercice.

EDF a procédé en 2009 à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux pour un montant de 13 580 millions d'euros et à une émission d'emprunt obligataire auprès des particuliers pour un montant de 3 269 millions d'euros.

Les émissions des emprunts en euros et devises d'un montant de 5 285 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 181 millions d'euros à taux fixe de 5,125 % et à échéance 2019 ;
- 2 000 millions de dollars US soit 1 540 millions d'euros à taux fixe de 6,5 % et à échéance 2019 ;
- 1 250 millions de dollars US soit 963 millions d'euros à taux fixe de 5,5 % et à échéance de 2014 ;
- 1 750 millions de dollars US soit 1 348 millions d'euros à taux fixe de 6,95 % et à échéance 2039 ;
- 300 millions de francs suisses soit 197 millions d'euros à taux fixe de 2 % et à échéance 2012 ;
- 300 millions de francs suisses soit 197 millions d'euros à taux fixe de 4 % et à échéance 2017 ;
- 50 millions de francs suisses soit 33 millions d'euros à taux fixe de 2 % et à échéance 2012 ;
- 44 100 millions de yens soit 330 millions d'euros à taux fixe de 2 % et à échéance 2016 ;

- 16 300 millions de yens soit 122 millions d'euros à taux fixe de 1,24 % et à échéance 2012 ;
- 45 000 millions de yens soit 337 millions d'euros à taux fixe de 1,63 % et à échéance 2014 ;
- 5 000 millions de yens soit 37 millions d'euros à taux variable « JPY LIBOR 3 mois » + 0,8 % à échéance 2014.

Les émissions des Euro-Médium Term Notes d'un montant de 11 564 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 2 000 millions d'euros à taux fixe de 5,125 % et à échéance 2015 ;
- 2 000 millions d'euros à taux fixe de 6,25 % et à échéance 2021 ;
- 1 500 millions de livres sterling soit 1 718 millions d'euros à taux fixe de 6,125 % et à échéance 2034 ;
- 3 269 millions d'euros à taux fixe de 4,5 % et à échéance 2014 auprès des particuliers ;
- 2 500 millions d'euros à taux fixe de 4,625 % et à échéance 2024 ;
- 10 000 millions de yens soit 77 millions d'euros à taux variable « JPY LIBOR 3 mois » + 0,75 % et à échéance 2015.

Ces émissions d'emprunts ont permis de rembourser au cours de l'exercice 2009 le crédit syndiqué bancaire tiré à hauteur de 7 344 milliards de livres sterling en janvier 2009.

34.1

Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des swaps		Structure de la dette au bilan après swaps			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
<i>(en millions d'euros)</i>										
I- Euros		22 305		68		9 112		31 417		94
II- Autres devises										
CHF	2 400	1 618	15	5	(2 400)	(1 618)	-	-	-	-
GBP	3 051	3 435	32	10	(1 248)	(1 405)	1 803	2 030	100	6
JPY	182 700	1 372	13	4	(182 700)	(1 372)	-	-	-	-
USD	6 010	4 172	39	13	(6 010)	(4 172)	-	-	-	-
Total II		10 597	100	32	-	(8 567)	-	2 030	100	6
TOTAL I + II		32 902		100		545		33 447		100

Les nominaux des swaps, présentés en engagements, ne modifient pas les emprunts figurant au bilan. L'incidence des swaps sur les emprunts euros se traduit par une augmentation de 9 112 millions d'euros, et par une diminution de 8 567 millions d'euros pour ceux en devises ne faisant

pas partie de la zone euro. Au total, le volume des emprunts long terme est majoré de 545 millions d'euros passant de 32 902 millions d'euros à 33 447 millions d'euros.

34.2

Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des swaps Montants	Structure de la dette au bilan après swaps		
	Montants	% 31/12/2009	% 31/12/2008		Montants	% 31/12/2009	% 31/12/2008
<i>(en millions d'euros)</i>							
Dettes à taux fixe							
Emprunts long terme et EMTN	29 279			(614)	28 665		
Emprunts court terme	2 752			(1 603)	1 149		
Sous-total dette à taux fixe	32 031	97	97	(2 217)	29 814	89	70
Dettes à taux variable							
Emprunts long terme et EMTN	533			1 184	1 717		
Emprunts court terme	338			1 578	1 916		
Sous-total dette à taux variable	871	3	3	2 762	3 633	11	30
TOTAL	32 902	100	100	545	33 447	100	100

Note Instruments financiers

35

35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

486

35.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés

486

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat, ainsi que de couvrir son risque de taux d'intérêt.

<i>(en millions d'euros)</i>	31 décembre 2009		31 décembre 2008	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1- Opérations sur les taux d'intérêt				
En devises				
Achats de contrats FRA GBP	113	113	21	-
Achats de contrats FRA EUR	200	200	-	-
Swaps de taux court terme				
En euros	2 261	2 261	3 675	3 675
En devises				
GBP	225	225	382	382
Swaps de taux long terme				
En euros	2 963	2 963	2 814	2 814
En devises				
CHF	404	404	202	202
GBP	1 013	1 013	420	420
JPY	353	353	-	-
Sous-total	7 532	7 532	7 514	7 493
2- Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	7 039	19 197	4 061	4 608
CAD	-	-	-	2
USD	6 021	3 135	2 810	729
GBP	12 704	3 648	718	2 362
CHF	-	-	784	481
HUF	322	226	217	217
PLN	433	263	251	256
JPY	-	186	-	-
Options de change				
Achat d'options				
EUR	36	-	35	74
HUF	-	37	-	-
PLN	-	-	68	31
Vente d'options				
EUR	36	-	37	70
HUF	-	37	-	-
PLN	-	-	68	31
Swaps de capitaux long terme				
EUR	8 184	10 728	3 641	7 862
JPY	1 372	-	494	-
USD	3 676	278	499	410
GBP	3 347	7 248	4 651	2 199
CHF	1 618	-	875	-
HUF	28	28	-	-
PLN	41	41	120	120
Sous-total	44 857	45 052	19 329	19 452
3- Swaps de titrisation	1 260	1 260	1 628	1 628
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	53 649	53 844	28 471	28 573

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisées aux cours de change du 31 décembre 2009 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.1

Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)

	31/12/2009	31/12/2008
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés		
Opérations à terme de change	366	711
Opérations de change comptant	-	(1)
Options de change	(4)	1
Currency swap	(3)	2
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option)	4	9
Gains ou pertes latents		
Opérations à terme de change	(467)	281
Currency swap	622	-
Impact net couverture (instruments couverts et instruments de couverture)		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	(24)	(16)

35.2

Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2009 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)

	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
Swaps long terme, caps et floors	49	71
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	(247)	(333)
Swaps de capitaux long terme (court et long terme)	80	5
TOTAL	(118)	(257)

Note Engagements hors bilan

36	36.1 Engagements hors bilan données	487
	36.2 Engagements hors bilan reçus	488
	36.3 Autres natures d'engagements	489

Au 31 décembre 2009, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Échéances			2009	2008
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Engagements hors bilan donnés	10 767	17 937	23 639	52 343	57 525
1 - Engagements liés à l'exploitation					
Engagements d'achats fermes et irrévocables	5 329	11 143	22 883	39 355	41 191
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 317	2 802	314	6 433	6 638
Autres engagements liés à l'exploitation	774	1 493	278	2 545	2 443
2 - Engagements liés au financement	2	2 499	164	2 665	3 210
3 - Engagements liés aux investissements	1 345	-	-	1 345	4 043
Engagements hors bilan reçus	3 851	9 970	369	14 190	28 805
1 - Engagements liés à l'exploitation ⁽¹⁾	3 848	3 458	362	7 668	11 231
2 - Engagements liés au financement	3	6 512	7	6 522	17 574

(1) À compter de 2009, les risques couverts par les contrats d'assurance ne figurent plus en engagements reçus mais font l'objet d'un commentaire s'ils sont significatifs.

36.1 Engagements hors bilan donnés

36.1.1 Engagements liés à l'exploitation

36.1.1.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES

EDF a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de « take

or pay » selon lesquels elle s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

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

(en millions d'euros)	Échéances				2009	2008
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité	2 382	3 109	2 984	7 992	16 467	16 124
Achats de gaz et autres énergies	1 014	2 684	1 598	347	5 643	6 302
Achats de combustibles nucléaires	1 933	5 350	4 832	5 130	17 245	18 765
ENGAGEMENTS D'ACHATS	5 329	11 143	9 414	13 469	39 355	41 191

ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- d'achats d'électricité pour le Système Énergétique Insulaire (SEI) qui s'est engagé en 2008 à acheter de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF PEI ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération, des unités de production d'énergies renouvelables – éolien, petite hydraulique, photovoltaïque - ou valorisant les déchets organiques.

L'essentiel des engagements donnés à ce titre concerne les achats de cogénération et, à un degré moindre, les achats d'éolien, hydrauliques et les achats d'électricité issue de l'incinération de déchets.

Pour l'année 2009, le volume d'achats s'élève à 28 TWh, dont 13 TWh au titre de la cogénération, 8 TWh au titre de l'éolien et 4 TWh au titre de l'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 n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

ACHATS DE GAZ ET AUTRES ÉNERGIES

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers des contrats long terme.

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.

ACHATS DE COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. La diminution des engagements résulte principalement de la réalisation de contrats recensés au 31 décembre 2008.

36.1.1.2 ENGAGEMENTS SUR COMMANDES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS

Il s'agit d'engagements réciproques pour 6 433 millions d'euros pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours dont 1 107 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR sur le site de Flamanville.

36.1.1.3 AUTRES ENGAGEMENTS LIÉS À L'EXPLOITATION

Ils concernent principalement des engagements dans lesquels EDF est 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.

36.1.2 Engagements liés au financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales notamment pour 1 975 millions d'euros à EDF Energy, 500 millions d'euros à EDF Trading.

36.1.3 Engagements liés aux investissements

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 des accords conclus en décembre 2008 entre EDF Development Inc. et Constellation Energy Group, EDF a apporté une garantie de paiement des obligations de sa filiale pour un montant de 5,6 milliards de dollars US. Le 6 novembre 2009, 3,6 milliards de dollars US ont été versés lors de la finalisation de l'acquisition de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group.

Le solde des garanties données par EDF correspond à un contrat d'option de vente valable pour une durée de 2 ans, donnant à Constellation Energy Group le droit de vendre à EDF Development Inc. certains actifs de production non-nucléaire dans la limite de 2 milliards de dollars US, sous réserve de l'obtention des autorisations réglementaires.

36.2

Engagements hors bilan reçus

36.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- d'engagements réciproques pour 6 682 millions d'euros dont 6 433 millions d'euros sur les commandes d'exploitation et d'immobilisations ;
- des quotas d'émission de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2010-2012 pour 412 millions d'euros (soit 31,4 millions de tonnes de CO₂).

36.2.2 Engagements liés au financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit pour 6 500 millions d'euros dont dispose EDF auprès de différentes banques.

En 2009, EDF a utilisé puis remboursé la ligne de crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling dont elle disposait à fin 2008 pour financer l'acquisition de British Energy.

36.3

Autres natures d'engagements

36.3.1 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 co-financement 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.

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 obligatoire l'engagement proposé par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'électricité en France une capacité significative d'électricité de 1 500 MW en base, soit environ 10 TWh par an sur des périodes allant jusqu'à 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 €/MWh pour 2009 (36,8 €/MWh pour 2008) et qui augmentera progressivement pour atteindre 47,2 €/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'offre portant sur des contrats d'approvisionnement en électricité de base de 500 MW chacun et pour une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans. À l'issue de ces trois appels d'offre, la totalité de l'énergie proposée par EDF, soit 1 500 MW au total, a été souscrite.

36.3.2 Contrats d'assurance

EDF a reçu des engagements des compagnies d'assurance pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR de Flamanville pour 2 843 millions d'euros.

36.3.3 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.

Note Environnement

37

37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre	490
37.2 Certificats d'économies d'énergie	490
37.3 Fonds Carbone	490

37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

EDF s'est vue allouer des quotas d'émission de gaz à effet de serre depuis 2005.

Pour l'année 2009, le volume total des quotas d'émission de gaz à effet de serre alloués à EDF s'élève à 16,6 millions de tonnes. Le volume

des émissions s'élève à 19 millions de tonnes (17,6 millions de tonnes au 31 décembre 2008).

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2010-2012 au titre de l'allocation par l'État sont estimés à 31,4 millions de tonnes.

37.2 Certificats d'économies d'énergie

En application de loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de certificats d'économies d'énergie concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

Le montant de l'obligation d'économies d'énergie notifié à EDF, pour la période triennale du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009, s'élève à 29 849 GWh cumac. EDF s'est organisé pour porter des offres d'efficacité énergétique sur chacun de ses segments de marché et a ainsi réalisé l'obligation qui lui a été attribuée par l'arrêté du 17 octobre 2007.

EDF est dans l'attente des obligations qui seront définies pour la nouvelle période.

37.3 Fonds Carbone

EDF a créé, en novembre 2006, un Fonds Carbone afin de diversifier sa politique d'obtention de permis d'émissions de quotas de gaz à effet de serre et renforcer ainsi sa capacité à assurer ses engagements environnementaux dans des conditions économiques optimales.

L'objectif de ce fonds est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents (Asie, Amérique du Sud, etc.) dans le cadre des Mécanismes de Développement Propre définis par le Protocole de Kyoto et d'obtenir des permis d'émissions, appelés crédits d'émission (Carbon Emission Reduction, CER).

Le Fonds Carbone associe EDF et certaines de ses filiales européennes (EDF Energy, Edison, EnBW et EDF Trading) qui disposeront des crédits d'émission obtenus. Ces derniers peuvent être restitués en lieu et place des quotas de gaz à effet de serre dans une limite basée sur un pourcentage de l'allocation fixé par chaque État. Dans le cadre de l'actuel plan national d'allocation des quotas, la restitution des CER est plafonnée à 13,5 % de l'allocation.

La gestion de ce Fonds Carbone est confiée à EDF Trading qui développe et négocie les contrats d'achat de crédits d'émission.

Au 31 décembre 2009, le Fonds Carbone n'a pas d'impact significatif sur les états financiers d'EDF.

Note Rémunération des mandataires sociaux

38

Les membres des organes d'administration et de direction de la Société sont le Président du Conseil d'administration, les Directeurs Généraux Délégués jusqu'au 25 novembre 2009, et les membres externes du Conseil d'administration.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la Société

au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2009	2008
Organes de direction ⁽¹⁾	3 431 215	3 255 771
Organes d'administration ⁽²⁾	223 000	148 250

(1) Jusqu'au 25 novembre 2009.

(2) L'augmentation par rapport à 2008 est due principalement à un nombre de conseils d'administration plus important.

Note Événements postérieurs à la clôture

39

39.1 Émission d'emprunts obligataires

491

39.1 Émission d'emprunts obligataires

Le 26 janvier 2010, EDF a réalisé une émission obligataire sur le marché américain auprès d'investisseurs institutionnels (émission 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 %.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

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 annuels de la société Électricité de France SA, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels 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 ANNUELS

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 annuels 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 annuels. 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 annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.14 et 29, qui résulte comme indiqué en note 1.2, 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.

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

Les notes 1.3, 1.7 et 1.15 décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, des immobilisations financières, ainsi que des provisions et engagements en faveur du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables précisées ci-dessus et des informations fournies dans les notes aux états financiers, et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

ESTIMATIONS COMPTABLES

Les notes 1.14 et 29, et 1.15 et 30, exposent respectivement les hypothèses retenues pour l'évaluation d'une part des provisions de long terme liées à la production nucléaire et d'autre part des provisions et engagements en faveur du personnel. Nous avons procédé à l'appréciation des approches mises en œuvre par votre Société sur la base des éléments disponibles à ce jour, et mis en œuvre des tests pour vérifier, par sondage, l'application de ces méthodes.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. VÉRIFICATIONS ET INFORMATIONS SPÉCIFIQUES

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels ;

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlées par votre Société. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

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

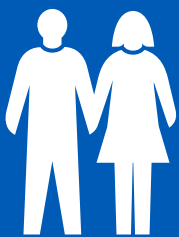
Alain Pons

Tristan Guerlain

Annexe E

GROUPE EDF

Table de concordance
— Rapport financier annuel





Le Rapport financier annuel de l'exercice 2009, établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement

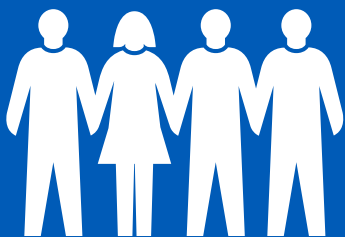
général de l'Autorité des marchés financiers, est constitué des sections du Document de Référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

	Sections du Document de Référence
Comptes annuels d'EDF SA	Annexe D
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.1
	Chapitre 9 (activité du Groupe)
	Chapitre 4 (risques)
	Section 21.1.5 (autorisations financières)
Rapport de gestion	Chapitres 18 et 21 (informations relatives à la structure et à la composition du capital, à l'exercice des droits de vote, à la désignation des administrateurs)
	Chapitre 16 (pouvoirs du conseil d'administration)
	Chapitre 15 (indemnités pour les administrateurs)
	Section 21.1.2 (programme de rachat d'actions)
Attestation du responsable du Rapport financier annuel	Section 1.2
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF SA	Annexe D
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.2

Annexe F

GROUPE EDF

Résolutions soumises
à l'assemblée générale mixte
du 18 mai 2010







Ordre du jour

À TITRE ORDINAIRE :

- Rapports du conseil d'administration.
- Rapports des Commissaires aux comptes.
- Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2009.
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009.
- Affectation du résultat de l'exercice tel que ressortant des comptes annuels et fixation du dividende.
- Conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce.
- Jetons de présence.
- Autorisation à conférer au conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société.

À TITRE EXTRAORDINAIRE :

- Délégation de compétence au conseil d'administration pour procéder à l'émission d'actions ou de valeurs mobilières avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.
- Délégation de compétence au conseil d'administration pour procéder à l'émission, par voie d'offres au public, d'actions ou de valeurs mobilières avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires.
- Délégation de compétence au conseil d'administration pour procéder à l'émission, par voie d'offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, d'actions ou de valeurs mobilières avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires.
- Autorisation du conseil d'administration pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription.
- Délégation de compétence au conseil d'administration pour augmenter le capital social par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise.
- Délégation de compétence au conseil d'administration pour augmenter le capital social en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société.
- Autorisation au conseil d'administration pour augmenter le capital social en vue de rémunérer des apports en nature consentis à la Société.
- Délégation de pouvoirs au conseil d'administration pour augmenter le capital social au profit des adhérents de plans d'épargne.
- Autorisation au conseil d'administration de réduire le capital social.
- Pouvoirs pour formalités.

À TITRE ORDINAIRE

PREMIÈRE RÉOLUTION

(Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2009)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du conseil d'administration ainsi que des rapports des Commissaires aux comptes, approuve les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2009, comprenant le bilan, le compte de résultat et l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports. Elle arrête le bénéfice de cet exercice à 4 579 555 110,71 euros.

Il est précisé que le montant global des dépenses et charges visées à l'article 223 quater du Code général des impôts est de 1 465 167 euros.

DEUXIÈME RÉOLUTION

(Approbation des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du conseil d'administration ainsi que du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2009, comprenant le bilan et le compte de résultat consolidés ainsi que l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports.

TROISIÈME RÉOLUTION

(Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2009, tel que ressortant des comptes annuels, fixation du dividende)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels :

- (i) constate que le bénéfice distribuable, compte tenu du report à nouveau créditeur et avant imputation de l'acompte sur dividende mentionné ci-après, s'élève à 10 029 629 260,88 euros ;
- (ii) décide de doter la réserve légale pour un montant de 1 334 778,60 euros, portant celle-ci à 10% du montant du capital ;
- (iii) décide de doter la réserve libre pour un montant de 3 000 000 000 euros ;
- (iv) décide de fixer le montant du dividende à 1,15 euro par action ;
- (v) prend acte que, compte tenu de l'acompte sur dividende d'un montant de 0,55 euro par action ayant été mis en paiement le 17 décembre 2009, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,60 euro par action ;
- (vi) décide d'affecter le solde du bénéfice distribuable au report à nouveau.

Il est précisé que les actions nouvelles remises en paiement de l'acompte sur dividende susvisé, ne donnent droit qu'au solde du dividende à distribuer (soit 0,60 euro par action).

Le montant global du dividende (en ce compris le montant global de l'acompte sur dividende visé ci-dessus) s'élève, sur la base du nombre d'actions constituant le capital social au 31 décembre 2009, au maximum à 2 111 514 096,70 euros, étant précisé que les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société à la date de mise en paiement du dividende, n'y donneront pas droit.

L'assemblée générale confère tous pouvoirs au conseil d'administration à l'effet de déterminer notamment en considération du nombre d'actions détenues par la Société à la date de la mise en paiement, le montant global du dividende et en conséquence le montant du solde du bénéfice distribuable qui sera affecté au poste « report à nouveau ».

Le solde du dividende à distribuer sera mis en paiement le 3 juin 2010.

Il est précisé que la totalité du dividende est éligible à la réfaction de 40 % mentionnée au 2^e du 3 de l'article 158 du Code général des impôts, bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France et soumises à l'impôt sur le revenu, dans les conditions et limites légales.

Il est rappelé que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué (déduction faite des actions auto-détenues) (en euros)	Quote-part du dividende éligible à la réfaction ⁽¹⁾
2006	1 822 171 090	1,16	2 113 624 504,40	100%
2007	1 822 171 090	1,28	2 330 266 755,20	100%
2008	1 822 171 090	1,28	2 328 200 485,12	100%

(1) réfaction de 40% mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du Code Général des Impôts.

QUATRIÈME RÉOLUTION

(Conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce, prend acte des conclusions de ce rapport.

CINQUIÈME RÉOLUTION

(Jetons de présence complémentaires alloués au conseil d'administration au titre de l'exercice 2009)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration, décide de fixer à 2 250 euros le montant complémentaire de jetons de présence alloués aux membres du conseil d'administration au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009.

SIXIÈME RÉOLUTION

(Jetons de présence alloués au conseil d'administration)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration, décide de fixer à 190 000 euros le montant des jetons de présence alloués aux membres du conseil d'administration pour l'exercice en cours et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'assemblée générale.

SEPTIÈME RÉOLUTION

(Autorisation au conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration,

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par l'assemblée générale ordinaire du 20 mai 2009, par sa 7^e résolution, d'acheter des actions de la Société, et
- autorise le conseil d'administration à acheter des actions de la Société en vue :
 - de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens immédiatement ou à terme à des actions de la Société, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières ;
 - de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;

- d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers ;
- d'allouer des actions aux salariés du groupe EDF, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des salariés ou anciens salariés dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce, les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail (en ce compris toute cession d'actions visée par les articles susvisés du Code du travail) ;
- de réduire le capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés.

Les achats d'actions de la Société pourront porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de la présente assemblée, étant précisé que lorsque les actions sont rachetées pour assurer la liquidité de l'action EDF dans les conditions définies ci-dessus, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de cette limite de 10% correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de la présente autorisation ;
- le nombre d'actions que la Société détiendra, directement ou indirectement, à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, aux époques que le conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du conseil d'administration appréciera.

Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Le prix d'achat ne devra pas excéder 90 euros par action, étant précisé que le conseil d'administration pourra ajuster ce prix maximum, en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices, donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

La présente autorisation est conférée pour une durée de 18 mois à compter de la présente assemblée.

Le conseil d'administration aura tous pouvoirs en vue de mettre en œuvre la présente autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de passer tous



ordres en bourse ou hors marché, affecter ou réaffecter les actions acquises aux différentes finalités poursuivies dans les conditions légales et réglementaires applicables, remplir toutes formalités et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le conseil d'administration informera chaque année l'assemblée générale des opérations réalisées en application de la présente résolution.

À TITRE EXTRAORDINAIRE :

HUITIÈME RÉSOLUTION

(Délégation de compétence au conseil d'administration pour procéder à l'émission d'actions ou de valeurs mobilières, avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément aux articles L. 225-129 à L. 225-129-6 et L. 228-91 à L. 228-97 du Code de commerce :

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 20 mai 2009, par sa 8^e résolution ;
- délègue au conseil d'administration sa compétence pour décider l'émission, en une ou plusieurs fois, avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires, (i) d'actions de la Société, (ii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre de la Société, (iii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre d'une société dont la Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital (la « Filiale »), dont la souscription pourra être opérée soit en espèces, soit par compensation de créances;
- délègue également sa compétence au conseil d'administration pour décider l'émission en une ou plusieurs fois de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance de la Société.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 000 000 euros (le « Plafond »).

Il est précisé que (i) ce Plafond est commun à toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu des 8^e, 9^e, 10^e, 11^e, 13^e et 14^e résolutions soumises à la présente assemblée, dont le montant nominal s'imputera en conséquence sur ce Plafond et (ii) que ce Plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Les valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société ou d'une Filiale ainsi émises pourront consister en des titres de créance ou être associées à l'émission de tels titres, ou encore en permettre l'émission comme titres intermédiaires.

Les titres de créance émis en vertu de la présente délégation pourront revêtir notamment la forme de titres subordonnés ou non à durée déterminée ou non, et être émis soit en euros, soit en devises.

Les titres émis pourront, le cas échéant, être assortis de bons donnant droit à l'attribution, à l'acquisition ou à la souscription d'obligations ou d'autres valeurs mobilières représentatives de créance.

Le montant nominal des titres de créance émis ne pourra excéder 4 500 000 000 euros, étant précisé que ce montant est commun à l'ensemble des titres de créance dont l'émission serait réalisée sur le fondement des 8^e, 9^e, 10^e, 11^e, 13^e et 14^e résolutions soumises à la présente assemblée.

Les émissions de bons de souscription d'actions de la Société pourront être réalisées par offre de souscription, mais également par attribution gratuite aux propriétaires des actions anciennes. En cas d'attribution gratuite de bons autonomes de souscription d'actions, le conseil d'administration aura la faculté de décider que les droits d'attribution formant rompus ne seront pas négociables et que les titres correspondants seront vendus.

Le conseil d'administration pourra prendre toutes mesures destinées à protéger les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital existant au jour de l'augmentation de capital.

Les actionnaires pourront exercer, dans les conditions prévues par la loi, leur droit préférentiel de souscription à titre irréductible. En outre, le conseil d'administration aura la faculté de conférer aux actionnaires le droit de souscrire à titre réductible un nombre d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, supérieur à celui qu'ils pourraient souscrire à titre irréductible, proportionnellement aux droits de souscription dont ils disposent et, en tout état de cause, dans la limite de leur demande.

Si les souscriptions à titre irréductible et, le cas échéant, à titre réductible, n'ont pas absorbé la totalité d'une émission de valeurs mobilières, le conseil d'administration pourra utiliser, dans l'ordre qu'il déterminera l'une ou plusieurs des facultés ci-après :

- limiter l'émission au montant des souscriptions recueillies à la condition que celui-ci atteigne les trois-quarts au moins de l'émission décidée ;
- répartir librement tout ou partie des titres non souscrits à titre irréductible et, le cas échéant, à titre réductible ;
- offrir au public tout ou partie des titres non souscrits.

L'assemblée générale constate que cette délégation emporte de plein droit au profit des porteurs de valeurs mobilières émises au titre de la présente résolution et donnant accès au capital de la Société, renonciation des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquels ces valeurs mobilières donnent droit.

Le conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, à l'effet notamment de déterminer les caractéristiques des valeurs mobilières à créer, fixer la date de jouissance, même rétroactive, des titres à émettre et le cas échéant les conditions de leur rachat, suspendre le cas échéant, l'exercice des droits d'attribution d'actions de la Société attachés aux valeurs mobilières conformément à la réglementation en vigueur, procéder à tous ajustements destinés à prendre en compte l'incidence d'opérations sur le capital de la Société, fixer les modalités suivant lesquelles sera assurée, le cas échéant, la préservation des droits des titulaires des valeurs mobilières donnant à terme accès à des actions de la Société, modifier les modalités des titres qui seraient émis en vertu de la présente résolution, pendant la durée de vie des titres concernés et dans le respect des formalités applicables, procéder à toutes imputations sur la ou les primes d'émission et généralement prendre toutes les mesures utiles pour la bonne fin des émissions.

La délégation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente assemblée.

NEUVIÈME RÉOLUTION

(Délégation de compétence au conseil d'administration pour procéder à l'émission, par voie d'offres au public, d'actions ou valeurs mobilières avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises des assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément aux articles L. 225-129 à L. 225-129-6, L. 225-135 et L. 225-136, L. 228-91 à L. 228-97 du Code de commerce :

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 20 mai 2009, par sa 9^e résolution ;
- délègue au conseil d'administration sa compétence pour décider l'émission, par voie d'offres au public, en une ou plusieurs fois, sans droit préférentiel de souscription, (i) d'actions de la Société, (ii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre de la Société, (iii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre d'une société dont la Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital (la « Filiale »), dont la souscription pourra être opérée soit en espèces, soit par compensation de créances ;
- délègue également sa compétence au conseil d'administration pour décider l'émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance de la Société.

La ou les offre(s) au public, décidée(s) en vertu de la présente résolution, pourr(a)/(ont) être associée(s), dans le cadre d'une même émission ou de plusieurs émissions réalisées simultanément, à une ou des offre(s) visée(s) au II de l'article L. 411-2 du Code monétaire et financier, décidée(s) en application de la 10^e résolution soumise à la présente assemblée générale.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 000 000 euros (le « Plafond »).

Il est précisé que (i) ce Plafond est commun à toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu des 8^e, 9^e, 10^e, 11^e, 13^e et 14^e résolutions soumises à la présente assemblée, dont le montant nominal s'imputera en conséquence sur ce Plafond et (ii) que ce Plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Les valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société ou d'une Filiale ainsi émises pourront consister en des titres de créance ou être associées à l'émission de tels titres, ou encore en permettre l'émission comme titres intermédiaires.

Les titres de créance émis en vertu de la présente délégation pourront revêtir notamment la forme de titres subordonnés ou non à durée déterminée ou non, et être émis soit en euros, soit en devises.

Le montant nominal global de l'ensemble des titres de créance émis en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le plafond relatif aux titres de créance prévu à la 8^e résolution soumise à la présente assemblée.

L'assemblée générale décide de supprimer le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions et valeurs mobilières à émettre sur le fondement de la présente résolution, mais que le conseil d'adminis-

tration pourra conférer aux actionnaires une faculté de souscription par priorité à titre irréductible et éventuellement réductible, d'une durée qu'il fixera conformément à la loi et aux dispositions réglementaires, sur tout ou partie de l'émission, en application des dispositions de l'article L. 225-135 alinéa 2 du Code de commerce, cette priorité de souscription ne donnant pas lieu à la création de droits négociables.

Si les souscriptions, y compris, le cas échéant, celles des actionnaires, n'ont pas absorbé la totalité de l'émission, le conseil d'administration pourra limiter l'émission au montant des souscriptions reçues, sous la condition que celui-ci atteigne au moins les trois quarts de l'émission décidée.

L'assemblée générale constate que cette délégation emporte de plein droit au profit des porteurs de valeurs mobilières émises au titre de la présente résolution et donnant accès au capital de la Société, renonciation des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquelles ces valeurs mobilières donnent droit.

L'assemblée générale décide que :

- le prix d'émission des actions émises directement sera au moins égal à la moyenne pondérée des premiers cours cotés des trois dernières séances de bourse sur le marché Euronext Paris précédant la fixation du prix de souscription de l'augmentation, éventuellement diminuée d'une décote maximale de 5 % après, le cas échéant, correction de cette moyenne en cas de différence entre les dates de jouissance ;
- le prix d'émission des valeurs mobilières donnant accès au capital sera tel que la somme perçue immédiatement par la Société, majorée, le cas échéant, de celle susceptible d'être perçue ultérieurement par elle, soit, pour chaque action émise en conséquence de l'émission de ces valeurs mobilières, au moins égale au prix de souscription minimum défini à l'alinéa précédent.

Le conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, à l'effet notamment de déterminer les caractéristiques des valeurs mobilières à créer, fixer la date de jouissance, même rétroactive, des titres à émettre et le cas échéant les conditions de leur rachat, suspendre le cas échéant, l'exercice des droits d'attribution d'actions de la Société attachés aux valeurs mobilières conformément à la réglementation en vigueur, procéder à tous ajustements destinés à prendre en compte l'incidence d'opérations sur le capital de la Société, fixer les modalités suivant lesquelles sera assurée, le cas échéant, la préservation des droits des titulaires des valeurs mobilières donnant à terme accès à des actions de la Société, modifier les modalités des titres qui seraient émis en vertu de la présente résolution, pendant la durée de vie des titres concernés et dans le respect des formalités applicables, procéder à toutes imputations sur la ou les primes d'émission et généralement prendre toutes les mesures utiles pour la bonne fin des émissions.

La délégation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente assemblée.

DIXIÈME RÉOLUTION

(Délégation de compétence au conseil d'administration pour procéder à l'émission, par voie d'offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, d'actions ou de valeurs mobilières avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises des assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Commissaires



aux comptes, conformément aux articles L. 225-129 à L. 225-129-6, L. 225-135 et L. 225-136, L. 228-91 à L. 228-97 du Code de commerce :

- délègue au conseil d'administration sa compétence pour décider l'émission, par voie d'offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, en une ou plusieurs fois, sans droit préférentiel de souscription, (i) d'actions de la Société, (ii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre de la Société, (iii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre d'une société dont la Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital (la « Filiale »), dont la souscription pourra être opérée soit en espèces, soit par compensation de créances;
- délègue également sa compétence au conseil d'administration pour décider l'émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance de la Société.

La ou les offre(s) visée(s) au II de l'article L. 411-2 du Code monétaire et financier, décidée(s) en vertu de la présente résolution, pourr(a)(ont) être associée(s), dans le cadre d'une même émission ou de plusieurs émissions réalisées simultanément, à une ou des offre(s) au public, décidée(s) en application de la 9^e résolution soumise à la présente assemblée générale.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 000 000 euros (le « Plafond »), d'une part, et le plafond prévu par la loi (soit, au jour de la présente assemblée, 20% du capital social par an), d'autre part.

Il est précisé que (i) le Plafond est commun à toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu des 8^e, 9^e, 10^e, 11^e, 13^e et 14^e résolutions soumises à la présente assemblée, dont le montant nominal s'imputera en conséquence sur le Plafond et (ii) que ce Plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Les valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société ou d'une Filiale ainsi émises pourront consister en des titres de créance ou être associées à l'émission de tels titres, ou encore en permettre l'émission comme titres intermédiaires.

Les titres de créance émis en vertu de la présente délégation pourront revêtir notamment la forme de titres subordonnés ou non à durée déterminée ou non, et être émis soit en euros, soit en devises.

Le montant nominal global de l'ensemble des titres de créance émis en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le plafond relatif aux titres de créance prévu à la 8^e résolution soumise à la présente assemblée.

L'assemblée générale décide de supprimer le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions et valeurs mobilières à émettre sur le fondement de la présente résolution.

Si les souscriptions n'ont pas absorbé la totalité de l'émission, le conseil d'administration pourra limiter l'émission au montant des souscriptions reçues, sous la condition que celui-ci atteigne au moins les trois quarts de l'émission décidée.

L'assemblée générale constate que cette délégation emporte de plein droit au profit des porteurs de valeurs mobilières émises au titre de la présente résolution et donnant accès au capital de la Société, renonciation des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquelles ces valeurs mobilières donnent droit.

L'assemblée générale décide que :

- le prix d'émission des actions émises directement sera au moins égal à la moyenne pondérée des premiers cours cotés des trois dernières séances de bourse sur le marché Euronext Paris précédant la fixation du prix de souscription de l'augmentation, éventuellement diminuée d'une décote maximale de 5 % après, le cas échéant, correction de cette moyenne en cas de différence entre les dates de jouissance ;
- le prix d'émission des valeurs mobilières donnant accès au capital sera tel que la somme perçue immédiatement par la Société, majorée, le cas échéant, de celle susceptible d'être perçue ultérieurement par elle, soit, pour chaque action émise en conséquence de l'émission de ces valeurs mobilières, au moins égale au prix de souscription minimum défini à l'alinéa précédent.

Le conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, à l'effet notamment de déterminer les caractéristiques des valeurs mobilières à créer, fixer la date de jouissance, même rétroactive, des titres à émettre et le cas échéant les conditions de leur rachat, suspendre le cas échéant, l'exercice des droits d'attribution d'actions de la Société attachés aux valeurs mobilières conformément à la réglementation en vigueur, procéder à tous ajustements destinés à prendre en compte l'incidence d'opérations sur le capital de la Société, fixer les modalités suivant lesquelles sera assurée, le cas échéant, la préservation des droits des titulaires des valeurs mobilières donnant à terme accès à des actions de la Société, modifier les modalités des titres qui seraient émis en vertu de la présente résolution, pendant la durée de vie des titres concernés et dans le respect des formalités applicables, procéder à toutes imputations sur la ou les primes d'émission et généralement prendre toutes les mesures utiles pour la bonne fin des émissions.

La délégation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente assemblée.

ONZIÈME RÉOLUTION

(Autorisation au conseil d'administration pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément à l'article L. 225-135-1 du Code de commerce, autorise le conseil d'administration à décider, dans les délais et limites prévus par la loi et la réglementation applicables au jour de l'émission (à ce jour, dans les trente jours de la clôture de la souscription, dans la limite de 15% de l'émission initiale et au même prix que celui retenu pour l'émission initiale), pour chacune des émissions décidées en application des 8^e, 9^e et 10^e résolutions soumises à la présente assemblée, l'augmentation du nombre de titres à émettre, sous réserve du respect du (ou des) plafond(s) prévu(s) dans la résolution en application de laquelle l'émission est décidée.

L'assemblée générale met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 20 mai 2009, par sa 10^e résolution.

L'autorisation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente assemblée.

DOUZIÈME RÉOLUTION

(Délégation de compétence au conseil d'administration pour augmenter le capital social par incorporation de réserves, bénéfiques, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration, conformément aux articles L. 225-129 à L. 225-129-6 et L. 225-130 du Code de commerce :

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 20 mai 2009, par sa 11^e résolution, et

Délègue au conseil d'administration sa compétence pour augmenter le capital social, en une ou plusieurs fois, par incorporation de réserves, bénéfiques, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise, soit encore par la conjugaison avec une augmentation de capital en numéraire réalisée en vertu des résolutions précédentes, et sous forme d'attributions gratuites d'actions ou d'augmentation de la valeur nominale des actions existantes, soit en combinant les deux opérations.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, réalisée en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 1 000 000 000 euros. Il est précisé (i) que ce plafond est fixé de façon autonome et distincte des plafonds d'augmentations de capital résultant des émissions d'actions ou de valeurs mobilières autorisées par les 8^e, 9^e, 10^e, 11^e, 13^e et 14^e résolutions soumises à la présente assemblée et (ii) que ce plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Le conseil d'administration aura la faculté de décider que les droits formant rompus ne seront ni négociables, ni cessibles et que les titres correspondants seront vendus ; les sommes provenant de la vente seront allouées aux titulaires des droits dans le délai prévu par la réglementation.

Le conseil d'administration aura tous pouvoirs à l'effet notamment de déterminer les modalités et conditions des opérations autorisées et notamment fixer le montant et la nature des réserves et primes à incorporer au capital, fixer le nombre d'actions nouvelles à émettre ou le montant dont le nominal des actions existantes composant le capital social sera augmenté, arrêter la date, même rétroactive, à compter de laquelle les actions nouvelles porteront jouissance ou celle à laquelle l'élévation du nominal portera effet et procéder, le cas échéant, à toutes imputations sur la ou les primes d'émission et notamment celle des frais entraînés par la réalisation des émissions et généralement prendre toutes les mesures utiles pour la bonne fin des émissions.

La délégation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la date de la présente assemblée générale.

TREIZIÈME RÉOLUTION

(Délégation de compétence au conseil d'administration pour augmenter le capital social en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Com-

missaires aux comptes, conformément aux articles L. 225-129-2, L. 225-148 et L. 228-91 et suivants du Code de commerce :

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 20 mai 2009, par sa 12^e résolution ;

Délègue au conseil d'administration sa compétence pour décider, dans les conditions prévues par la 9^e résolution (sauf pour ce qui concerne les règles de prix prévues dans ladite résolution), l'émission d'actions de la Société ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions existantes ou à émettre de la Société, en rémunération des titres apportés à une offre publique comportant une composante échange (à titre principal ou subsidiaire) initiée en France ou à l'étranger, selon les règles locales, par la Société sur des titres d'une société dont les actions sont admises aux négociations sur l'un des marchés réglementés visés à l'article L. 225-148 susvisé, et décide, en tant que de besoin, de supprimer, au profit des porteurs de ces titres, le droit préférentiel de souscription des actionnaires à ces actions et valeurs mobilières ; et

Prend acte que la présente délégation emporte renonciation par les actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquelles les valeurs mobilières qui seraient émises sur le fondement de la présente délégation, pourront donner droit.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 000 000 euros et que le montant nominal des augmentations de capital réalisées en vertu de la présente délégation s'imputera sur le plafond nominal global d'augmentation de capital fixé par la 9^e résolution soumise à la présente assemblée.

Il est précisé que ce plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Décide que le montant nominal global de l'ensemble des titres de créance émis en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le plafond relatif aux titres de créance prévu à la 8^e résolution soumise à la présente assemblée.

Décide que le conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, à l'effet, notamment, de :

- mettre en œuvre les offres publiques visées par la présente résolution ;
- fixer la parité d'échange ainsi que, le cas échéant, le montant de la soulte en espèces à verser ;
- déterminer les dates, conditions d'émission, notamment le prix et la date de jouissance, des actions, ou, le cas échéant, des valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société et, le cas échéant, modifier les modalités des titres émis en vertu de la présente résolution, pendant la durée de vie des titres concernés et dans le respect des formalités applicables ;
- inscrire au passif du bilan à un compte « Prime d'apport », sur lequel porteront les droits de tous les actionnaires, la différence entre le prix d'émission des actions nouvelles et leur valeur nominale et procéder, s'il y a lieu, à l'imputation sur ladite « Prime d'apport » de l'ensemble des frais et droits occasionnés par l'opération autorisée ;
- prendre généralement toutes dispositions utiles et conclure tous accords.

La délégation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la date de la présente assemblée générale.



QUATORZIÈME RÉOLUTION

(Autorisation au conseil d'administration pour augmenter le capital social en vue de rémunérer des apports en nature consentis à la Société)

L'assemblée générale statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément à l'article L. 225-147 et aux articles L. 228-91 et suivants du Code de commerce :

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 20 mai 2009, par sa 13^e résolution, et

Délègue au conseil d'administration les pouvoirs nécessaires pour augmenter le capital social, dans la limite de 10% du capital social (tel qu'existant à la date de la présente assemblée), sur le rapport du ou des Commissaires aux apports, en vue de rémunérer des apports en nature consentis à la Société et constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, lorsque les dispositions de l'article L. 225-148 du Code de commerce ne sont pas applicables.

Le conseil d'administration statuera, s'il est fait usage de la présente délégation, sur le rapport d'un ou plusieurs Commissaires aux apports, mentionné à l'article L. 225-147 du Code de commerce.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 000 000 euros et que le montant nominal des augmentations de capital réalisées en vertu de la présente délégation s'imputera sur le plafond nominal global d'augmentation de capital fixé par la 9^e résolution soumise à la présente assemblée.

Il est précisé que ce plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Décide que le montant nominal global de l'ensemble des titres de créance émis en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le plafond relatif aux titres de créance prévu à la 8^e résolution soumise à la présente assemblée.

Décide, en tant que de besoin, de supprimer, au profit des porteurs des titres de capital ou valeurs mobilières, objet des apports en nature, le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions et valeurs mobilières ainsi émises.

Prend acte que la présente délégation emporte renonciation par les actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquelles les valeurs mobilières qui seraient émises sur le fondement de la présente délégation, pourront donner droit.

Décide que le conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, notamment à l'effet d'arrêter toutes les modalités et conditions des opérations autorisées et notamment évaluer les apports ainsi que l'octroi, le cas échéant, d'avantages particuliers et de constater la réalisation de l'augmentation de capital et modifier les statuts en conséquence.

La délégation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente assemblée.

QUINZIÈME RÉOLUTION

(Délégation de pouvoirs au conseil d'administration pour augmenter le capital social au profit des adhérents de plans d'épargne)

L'assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément aux articles L. 225-129-6, L. 225-138 I et II et L. 225-138-1 du Code de commerce et aux articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail :

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 20 mai 2009, par sa 14^e résolution.

Délègue au conseil d'administration tous pouvoirs à l'effet d'augmenter le capital social de la Société, en une ou plusieurs fois, par l'émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions existantes ou à émettre de la Société, réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise (ou autre plan aux adhérents duquel l'article L. 3332-18 du Code du travail permettrait de réserver une augmentation de capital dans des conditions équivalentes) mis en place au sein de la Société ou du groupe EDF constitué par la Société et les entreprises, françaises ou étrangères, entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société en application des articles L. 3344-1 et L. 3344-2 du Code du travail.

Fixe le plafond du montant nominal d'augmentation de capital de la Société, immédiat ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente délégation à 10 000 000 euros, étant précisé que ce plafond est fixé compte non tenu du nominal des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements effectués pour protéger les titulaires de droits attachés aux valeurs mobilières donnant accès à des actions.

Fixe la décote à 20 % par rapport à la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision fixant la date d'ouverture des souscriptions. Toutefois, l'assemblée générale autorise expressément le conseil d'administration à réduire ou supprimer la décote susmentionnée, s'il le juge opportun, afin de tenir compte, inter alia, des régimes juridiques, comptables, fiscaux et sociaux applicables localement.

Décide que le conseil d'administration pourra prévoir, dans la limite des dispositions légales et réglementaires applicables, l'attribution, à titre gratuit, d'actions à émettre ou déjà émises ou d'autres titres donnant accès au capital de la Société à émettre ou déjà émis, au titre de l'abondement, ou le cas échéant de la décote.

Décide de supprimer, au profit des bénéficiaires indiqués ci-dessus, le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions ou valeurs mobilières donnant accès à des actions, à émettre dans le cadre de la présente délégation, et de renoncer à tout droit aux actions ou autres valeurs mobilières attribuées gratuitement sur le fondement de la présente délégation.

Décide que le conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente résolution et notamment pour :

- fixer le périmètre, les modalités et conditions des opérations et arrêter les dates et les modalités des émissions qui seront réalisées en vertu de la présente autorisation;
- fixer les dates d'ouverture et de clôture des souscriptions, les dates de jouissance, les modalités de libération des actions et des autres valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société ;

- consentir des délais pour la libération des actions et, le cas échéant, des autres valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société, demander l'admission aux négociations des titres créés partout où il avisera.

La délégation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente assemblée.

SEIZIÈME RÉSOLUTION

(Autorisation au conseil d'administration de réduire le capital social)

L'assemblée générale statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément à l'article L. 225-209 du Code de commerce :

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société du 20 mai 2009, par sa 15^e résolution, et

Autorise le conseil d'administration à réduire le capital social par annulation de tout ou partie des actions rachetées dans le cadre d'un programme de rachat de ses propres actions par la Société, dans la limite de 10 % du capital par périodes de 24 mois, étant rappelé que cette limite de 10 % s'applique à un montant du capital de la Société qui sera, le cas échéant, ajusté pour prendre en compte des opérations affectant le capital social postérieurement à la présente assemblée.

Autorise le conseil d'administration à imputer la différence entre la valeur de rachat des actions annulées et leur valeur nominale sur les primes et réserves disponibles.

Donne à cet effet tous pouvoirs au conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales et réglementaires, pour en fixer les conditions et modalités et modifier les statuts de la Société en conséquence et plus généralement, faire tout ce qui sera nécessaire.

L'autorisation conférée au conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 18 mois à compter de la présente assemblée.

DIX-SEPTIÈME RÉSOLUTION

(Pouvoirs pour formalités)

L'assemblée générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente assemblée en vue de l'accomplissement de toutes les formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publicité prévus par la législation en vigueur.



22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
edf.com
SA au capital de 924 433 331 euros
552 0 81 317 RCS Paris

Conception
MAKHEIA GROUP
et
Réalisation
BOWNE
Y03198



22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
edf.com
SA au capital de 924 433 331 euros – 552 081 317 RCS Paris