Aperçu des activités

6

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
6.4.1.3 Électricité de Strasbourg 125
6.4.1.4 Dalkia 125
6.4.1.5 Autres participations 125

6.4.2 Activités Gaz 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 Politique de Développement Durable & Service public 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 Législation relative au marché de l'électricité 133
6.5.1.1 Législation européenne 133
6.5.1.2 Législation française 134
6.5.2 Législation relative au marché du gaz 137
6.5.2.1 Législation communautaire 137
6.5.2.2 Législation française 137
6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité 138
6.5.4 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité 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 GW[1] dans le monde au 31 décembre 2009 (134,0 GW[1] en Europe) pour une production mondiale de 618,5 TWh[1], il dispose, parmi les grands énergéticiens européens, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO_2 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 millions[1] de comptes clients[2] 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 CO_2 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 CO_2 (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 CO_2, 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 6.2.1.2.2.2 (« 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 France[1] (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.

- 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.

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

- 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 CO_2. 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 CO_2 (« *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 renouveau 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 (« TNPJVC ») 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 salariés[1]. 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 continentale[2] 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 ans[3] (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 pluriannuel[4] ;
- 447 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de plus de 60 ans[5].

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 %), FHYM (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

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

	au 31 décembre 2007		au 31 décembre 2008		au 31 décembre 2009	
Parc installé[(1)]	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 1er 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 »).

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 En TWh	%	au 31 décembre 2008 En TWh	%	au 31 décembre 2009 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 CO_2** 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 1er 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 1er 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 1er 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 groupement 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 1 300 MW et des premières 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 tranche[2]. 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 préfectures.

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 sûreté[3] 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-Meysse 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'exploitation[1]. 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 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 x Ku) :

- un coefficient de disponibilité « Kd» (énergie disponible[2] 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 ;

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.

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-Meysse en novembre 2009 suite à l'entartrage des aéroréfrigérants 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 UO_2 (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 (U_3O_8), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, 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.

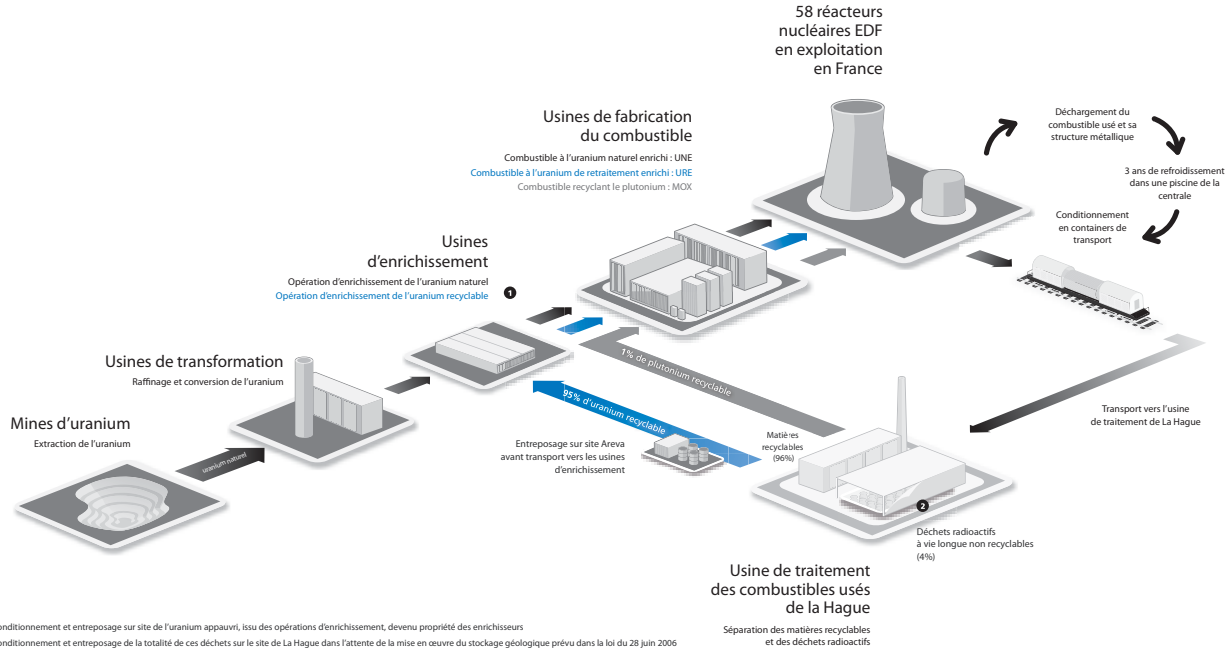
En réponse à un questionnaire de l'HCTISN, EDF a communiqué un rapport exhaustif présentant le cycle du combustible nucléaire d'EDF, explicitant la différence entre déchets radioactifs et matières nucléaires et précisant les principes mis en œuvre pour assurer la sécurité d'approvisionnement (stocks, 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 cycle[1] :



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 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.

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.

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 UO_2 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 Soulaines, 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 4e 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 (4e 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 ferraillage 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 ferraillage 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 production[1] 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 CO_2, que le coût de production pour une nouvelle installation de type cycle combiné à gaz fonctionnant en base est a 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'acquérir 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 1er 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.

6.2.1.1.3.6 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 1ère 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 2019[1].

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 hydraulicité 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 entraînera, 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 hydroélectriques 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 réservés[1] 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 Gambsheim 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 Gambsheim 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 (Échirolles, 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 MW[1] 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 « TTBTS » 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 CO_2 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 CO_2.

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 CO_2. 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 CO_2.

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 CO_2 (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 TWh[1], 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 1er 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, SNET-E.ON, 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 résidentiels[2].

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'électricité*[3] ».

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 national*[4] ». 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 2015[5].

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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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'arrêté. 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 1er 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 MWh[1]), 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 1er 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 TWh[2].

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 bénéficiaires[3]

6.2.1.2.1.6 Les contrats en offre de marché

En France, depuis le 1er 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 TWh[4].

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 alternatifs[7].

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 CO_2.

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 ;

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.

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 6.2.2.2.2 (« 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 1er 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.

6.2.1.2.2.2 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'électricité[1] 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 CO_2. 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 1er 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 Cardif 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 TWh[1] 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 1er 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 CO_2 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 á 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) ;

- 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'Energie (« MDE ») et d'énergies renouvelables ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes, comme l'offre « Analyse Energétique 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 CO_2.

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 »). Détenu 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 syndics 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 détenu 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 CO_2.

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.

6.2.1.3.2.2 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 CO_2 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 Gm^3 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 CO_2.

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 CO_2

EDF Trading est un acteur significatif sur le marché européen des permis d'émissions de CO_2. 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 CO_2 en diversifiant leurs ressources en permis d'émission.

Le 16 novembre 2009, EDF Trading et Bionersis, 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'acquérir les permis d'émission de CO_2 générés par la collecte de méthane issus de ces déchets dans les 4 installations dont Bionersis 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 Gm^3/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 1er 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 disposition 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 1er juillet 2000, et filialisé depuis le 1er 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 1er 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 Pyrénés-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 1er 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 héliportés. 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'issu 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 2009[1]

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.

1 Source : L'énergie électrique en France en 2009 (RTE).

6.2.2.1.1.3 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).

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 1er 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 1er 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 évènements 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 évènements 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'enfouir 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.

6.2.2.2.2 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 1er 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 performance 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.

6.2.2.2.3 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 1er 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'organisation, 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 Estag (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 Avalaible 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 CO_2 (« 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
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 International[1] 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 (11 052[2] millions d'euros) et 2 702 millions de livres sterling (3 036[2] 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 mesures[3] 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 6.3.1.1.1.3 (« 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 CO_2 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 »)).

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.

3 Ces engagements consistent notamment à réduire de 60 % d'ici 2020 les émissions de CO_2 liés à la production d'électricité d'EDF Energy, à diminuer de 15 % d'ici 2020 la proportion de CO_2 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.

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.

6.3.1.1.1.2 Structure du groupe

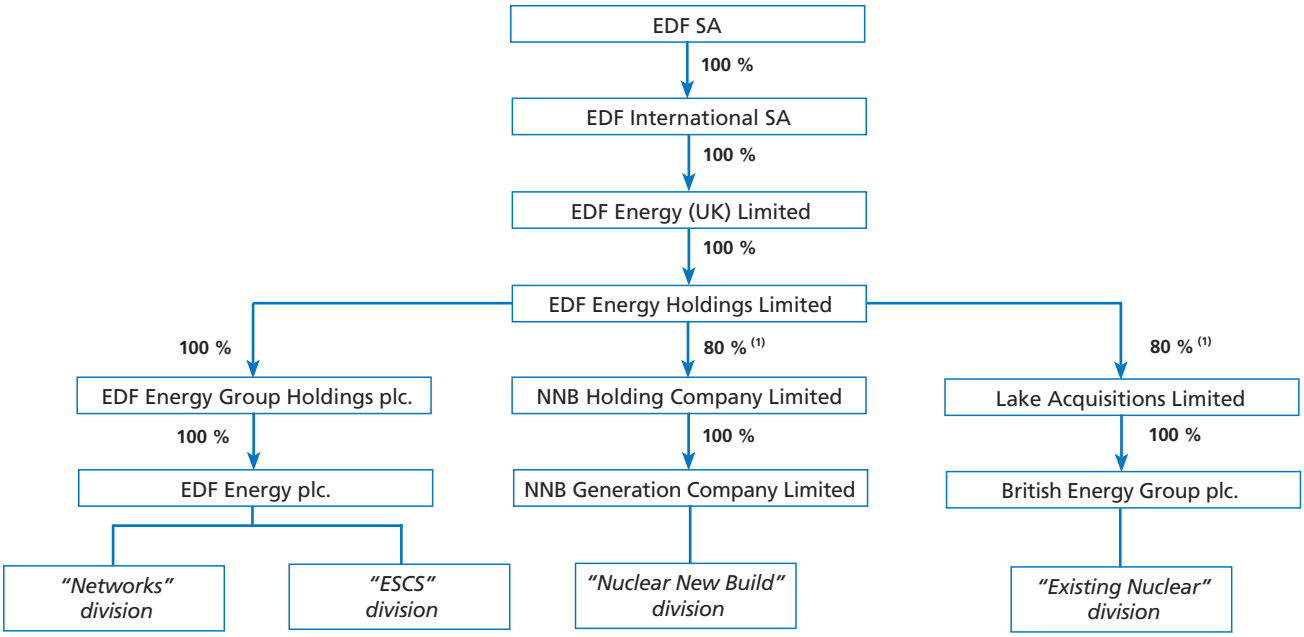
EDF Energy est un groupe intégré verticalement. Avant l'Acquisition, EDF Energy plc. participait à la production et à la distribution d'électricité ainsi qu'à la commercialisation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni au travers de ses divisions Réseaux, Énergie et Clients.

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 Energies 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 »)).

6.3.1.1.1.3 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 »)).

6.3.1.1.1.4 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 km^2 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 1er 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 1er 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 sterling[1] 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.

6.3.1.1.2.2 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 CO_2 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 CO_2

EDF Energy a mis en place des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émission CO_2 (financier) afin d'assurer la couverture de la production d'électricité de ses centrales.

Les achats de charbon et de droit d'émission CO_2 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 aveccelui 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 CO_2 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 mars 2008	2009	Exercice clos le 31 décembre[4] 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 1er 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 1er 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 était 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 1er 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 CO_2 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 charbon. 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 Britanique, 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 Vatenfall 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 régies communales dans le Bade-Wurtemberg. Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies 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 1er 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 1er 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 1er 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 TWh[1]. Les ventes de gaz du groupe EnBW en Allemagne ont porté en 2009 sur 65,8 TWh[1] 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 CO_2 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 1er 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 Gambsheim 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 1er 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 1er 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 renouvellerait 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 1er 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 CO_2 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 Gm^3 (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 énergéticien 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 1er 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'acquérir 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 acquérir 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 EIfER (*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 Etzel 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 Gm^3 en Italie, soit 17,0 % de la demande italienne de gaz (13,5 Gm^3 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 1er 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 1er 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 Salonicco 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.IT.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 Gm^3 de gaz, auxquels viennent s'ajouter 1,8 Gm^3 de production propre (dont 0,6 en Italie). Sur les 12,6 Gm^3 d'achats, 8,7 Gm^3 correspondent aux importations via pipeline, 1,7 Gm^3 aux importations GNL. Les 2,2 Gm^3 restant incluent notamment les achats domestiques, les variations de stocks et les pertes réseau.

En 2009, Edison a destiné 1,4 Gm^3 de gaz au secteur industriel, 3,0 Gm^3 au secteur résidentiel et 8,1 Gm^3 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 Gm^3/an), soit 6,4 Gm^3/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 Gm^3/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 Gm^3 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 Gm^3. La 1ère 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 Gm^3 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 Gm^3), est détenue à parité par Edison et par le distributeur public de gaz grec Depa. La construction du gazoduc démarrera 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 Gm^3 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 creation 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 ERSA[1] 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 1er 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'Energie, 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 Hálozati Elosztó Kft (filiale à 100 % de DÉMÁSZ ZRt) créé au 1er 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 ELMÜ, 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 1er 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 1er 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 belges[2] 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 belge[1] 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 envrion 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 Energia 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 2008[1] et une prévision du taux de croissance moyen d'environ 1 % entre 2008 et 2030[2], 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 financière actuelle et aux contraintes environnementales, pose de nombreux défis au secteur de l'électricité américain. Selon une analyse industrielle[3], 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 construites[4].

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 dollars[5]. 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'énergie[7]. 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 (*Endangerement 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

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 %).

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 1er 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 à 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 du 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 autorités 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 4e 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 (générique) 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'un *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-affiliée[1].

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 Uprates et Approved applications for power uprates.

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		
	TWh	Facteur de charge*	TWh	Facteur de charge	TWh	Facteur de charge	Total TWh
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 usé - Installations fédérales

L'exploitation et la déconstruction des installations nucléaires posent le problème du combustible usé. 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 usé 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 usé 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 usé. 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 usé 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 usé 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 usé 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 *Departement 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 usé — 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 usé. 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 règlementation 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 2008[1], ce secteur s'appuie sur un réseau d'environ 1,3 million de chercheurs[2]. 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 2009[3] (5,8 milliards de dollars en 2007[4]). 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 pays[5].

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 Engineering 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

• **Buget**

Au 31 décembre 2009, EDF possède 20 % des parts de Buget, 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 consultance. 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 reals (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 Asie[1].

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 : 2e 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 % SIIF 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 Pâris Mouratoglou et SIIF 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 service[1] 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).

1 Nettes de cessions de capacités.

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 (45MW 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

parcs éoliens en cours de développement au Canada. Le second, signé par EnXco, porte sur 143,5[1] 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), Captélia (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.

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 Stielbel 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'actionnariat 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-

1 Sous réserve des conditions suspensives liées à la réalisation du projet.

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 1er 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 Energies Strasbourg. Cette filialisation a pris effet rétroactivement au 1er 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 multitechniques, 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 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 Gm^3/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 Gm^3/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 Gm^3, 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 Gm^3. 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 m^3 dont 1,7 milliard de m^3 sont développés et la production en 2009 a atteint 0,32 milliard de m^3.

- PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS AU SUD DE L'EUROPE

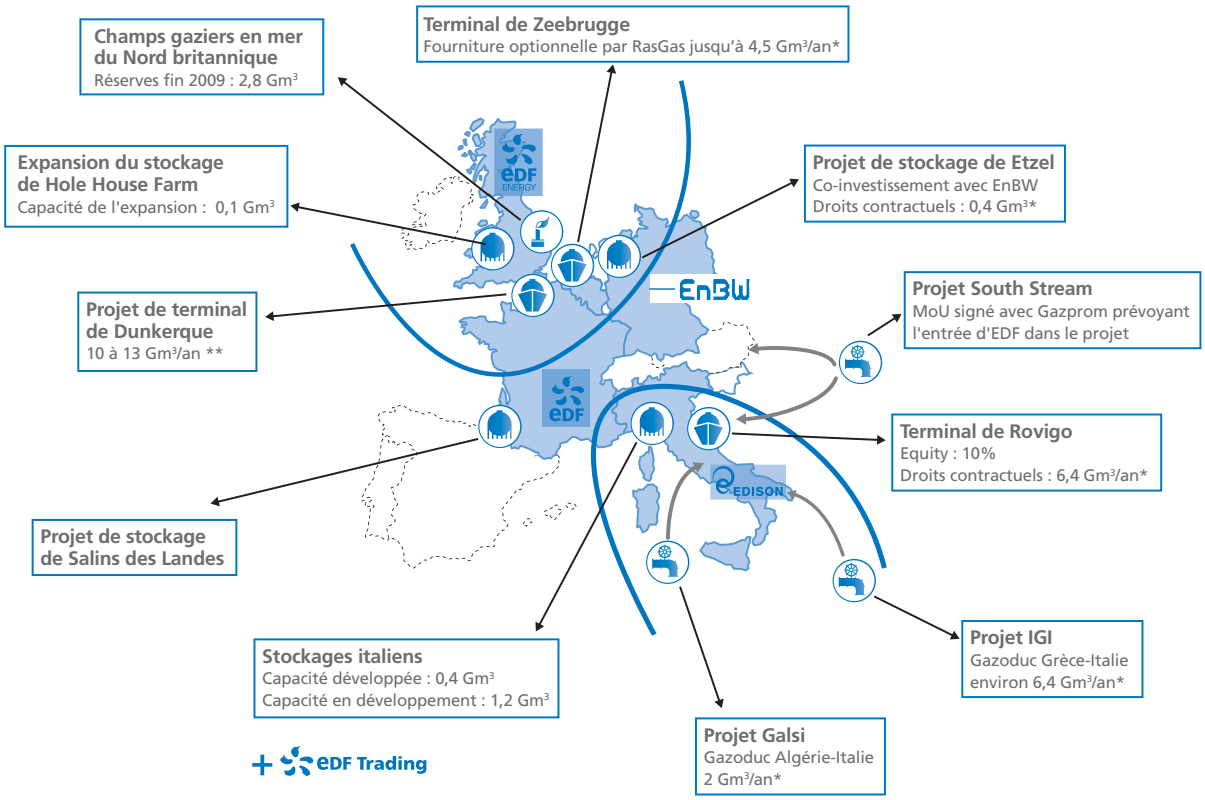
Edison a reçu, en octobre 2009, des premières livraisons de gaz en provenance du Qatar suite à la mise en service commerciale du terminal méthanier *offshore* de Rovigo (« Adriatic LNG »), dont il détient 10 % du capital et 80 % de la capacité de regazéification. Les livraisons de gaz qatari devraient atteindre dès 2010, 6,4 Gm^3/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 Gm^3 par an et l'ITGI entre la Turquie, la Grèce et l'Italie d'une capacité de 8 Gm^3 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 Gm^3. Edison prévoit de porter ce volume utile à 1,6 Gm^3 à moyen terme à travers l'extension des stockages existants et la création de nouveaux stockages à Cotignola-San Potito et Mafalda.

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.

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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2, grâce à la forte proportion des énergies d'origine nucléaire et hydraulique : en France, 95 % de la production électrique est sans émission de CO_2, ce qui porte le taux d'émissions spécifiques en 2009 à moins de 41 g de CO_2/kWh, alors que la moyenne des États européens est d'approximativement 330[1] g. Les émissions spécifiques du groupe EDF à l'échelle mondiale étaient en 2009 de 117,1 g de CO_2/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 CO_2 (en millions de tonnes de CO_2) 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 déclassement 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 CO_2 ;
- l'utilisation des « compteurs intelligents » pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesure 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 CO_2 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 CO_2 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 prépondérante. 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 SO_2, 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 1er janvier 2008, puis au 1er 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.

6.4.3.2.2.5 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 CO_2 .

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 CO_2 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'emplois, 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 3e 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 1er 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 XXIe 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 1er 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 1er 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 3e 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 entraient 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 (1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er juillet 2010 ;
- enfin, la loi offre à tous les nouveaux sites raccordés aux réseaux publics avant le 1er juillet 2010, la faculté de bénéficier des tarifs réglementés.

À l'approche du 1er 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 1er 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 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 assignées 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er 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 1er novembre et le 31 mars, ses obligations 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 bénéfice 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 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 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 1er 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 CO_2 pour cette période à 132,8 Mt CO_2, la quantité de quotas affectée au secteur électrique à 25,6 Mt dont 16,58 Mt CO_2 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 CO_2 de leurs installations. La quantité de quotas allouée à EDF pour la 2e 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 1ère 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 3e 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 (ISO[1]), 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 (ITO[2]) 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 3e 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 CO_2, 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 CO_2 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 CO_2 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 1ère 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 révise 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.